

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,  
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA



**“OPTIMIZACION DEL INDICE DE PULLING EN LA  
EXTRACCION DEL PETROLEO CRUDO EN EL  
NOROESTE PERUANO”**

**TESIS**

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO DE PETROLEO**

ELABORADO POR:

**DAVID ELIAS ALEGRIA LIBERATO**

PROMOCION 2008-2

LIMA – PERU

Digitalizado por:

2013

## **AGRADECIMIENTO**

A mis padres, Vilma Liberato y Fortunato Alegría por el apoyo incondicional que me dieron a lo largo de la carrera.

A mi Tío Olimpio y Hermana Verónica por enseñarme que no hay límites, que lo que me proponga lo puedo lograr y que solo depende de mí.

Y a todas aquellas personas que de una u otra forma colaboraron o participaron en la realización de esta investigación, hago extensivo mi más sincero agradecimiento.

## SUMARIO

El Lote X está ubicado en el Noroeste del Perú con un área de 530 Km<sup>2</sup>, cuenta con 4733 pozos; 1939 pozos producen con sistema de extracción continua con una profundidad promedio de 4000ft, de los cuales 1714 pozos producen con bombeo mecánico, 27 pozos con PCP, 75 pozos con RECOIL, 106 pozos con plunger lift y 17 con gas lift; y 682 pozos producen con Suab y Desfogue. Con una producción promedio de 14150 bopd.

En todos los yacimientos un componente del costo operativo de producción es el mantenimiento de subsuelo en los pozos, los cuales son llevados por indicadores de tiempo de fallas o de intervención con equipo de pulling.

En el Lote X entre los años 2002 al 2005 tenía un valor promedio de 0.35 como índice de pulling con un promedio de 600 intervenciones por año, el año 2006 se logro reducir este valor a 0.27 con 509 intervenciones en el año y el año pasado se obtuvo un índice de pulling de 0.30 con 540 intervenciones.

Esta publicación muestra las diferentes tecnologías y metodologías de trabajo implementado en los diferentes sectores de Ingeniería de Extracción, Producción y Seguimiento de Reservorios que ayudan en optimizar el índice de pulling.

El mantenimiento de subsuelo tiene un 15% del presupuesto anual de producción debido a las características de nuestro yacimiento, y con la optimización del número de intervenciones por mantenimiento de subsuelo se logro reducir en un 5% los montos gastado por este rubro, teniendo en cuenta que del año 2005 al 2006 los precios de los materiales tubing y varillas aumentaron en un 5% y los servicios del equipo de pulling aumentaron en un 10% sus costos.

# INDICE

<b>TITULO</b>	<b><i>i</i></b>
<b>SUMARIO</b>	<b><i>ii</i></b>
<b>INDICE</b>	<b><i>iii</i></b>
<b>CAPITULO I: INTRODUCCION</b> .....	<b>1</b>
1.1. ANTECEDENTES DEL PROYECTO.....	1
1.2. PROBLEMÁTICA .....	2
1.3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA .....	3
1.4. JUSTIFICACIÓN DEL PLAN DE TESIS .....	3
1.5. OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	4
1.6. HIPÓTESIS DEL PROYECTO.....	4
<b>CAPITULO II: REDUCCION DEL ÍNDICE DE PULLING</b> .....	<b>5</b>
2.1. ÍNDICE DE PULLING POR TIPO DE POZO .....	6
2.1.1. Pozos Viejos.....	6
2.1.2. Pozos Reparados .....	7
2.1.3. Pozos Nuevos .....	8
2.1.4. Pozos Respuesta .....	8
2.2. CAUSAS DEL SERVICIO.....	9
<b>CAPITULO III: NUEVAS TENDENCIAS</b> .....	<b>10</b>
3.1. TUBERÍA POLYCORE HDPE (High Density Poly-Eehylene Extrusion).....	10
3.1.1. Aplicaciones .....	12
3.1.2. Ventajas .....	12
3.1.3. Limitaciones.....	13
3.2. BARRA DE PESO .....	14
3.2.1. Determinación del punto neutro y zona de pandeo en la sarta de varillas... 15	
3.2.2. Diseño y Análisis en Software SRod.....	17
3.3. ÇUPLAS REVESTIDAS .....	24
3.3.1. Pozos en evaluación.....	25
3.4. BOMBAS DE CAVIDAD PROGRESIVA DE PASO LARGO .....	27
3.5. SISTEMAS TIPO SLIM HOLE .....	28
3.5.1. Análisis Técnico: Selección del pozo .....	29
3.5.2. Instalación de Subsuelo.....	30
3.5.3. Cálculos de diseño .....	31

3.5.4. Aplicación del Diagrama Modificado de Goodman.....	33
3.5.5. Resultado de la Evaluación – Pozo EA 9522 LA-08.....	35
3.5.6. Ventajas del sistema.....	37
3.5.7. Desventajas del sistema.....	37
3.6. EQUIPO RECOIL CAPTADOR DE GAS (RCG).....	38
3.6.1. Análisis Técnico.....	39
3.6.1.1. Partes del equipo RCG.....	40
3.6.2. Primer Pozo con Equipo RCG.....	41
3.6.3. Segundo Pozo con Equipo RCG.....	42
3.6.4. Tercer Pozo con Equipo RCG.....	44
3.6.5. Cuarto Pozo con Equipo RCG.....	44
3.6.6. Quinto Pozo con Equipo RCG.....	45
3.6.7. Sexto Pozo con Equipo RCG.....	45
3.6.8. Cuadro Resumen Pozos con RCG.....	46
3.7. USO DE BOMBAS DE SUBSUELO CON BARRIL LATÓN NICARB APLICADOS EN POZOS CON PROBLEMAS DE CORROSIÓN SEVERA.....	47
3.7.1. Definición General de los barriles de Latón.....	48
3.7.2. Análisis Técnico.....	48
3.8. BOMBA DE CAVIDAD PROGRESIVA MULTILOBULAR.....	54
3.8.1. Ventajas.....	55
3.8.2. Bomba Multilobular Modelo: NTZ 278-120DT32.....	56
3.8.3. Curva de Producción Pozo AA 1999 CA-22.....	57
<b>CAPITULO IV: NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA ADQUIRIR Y/O ADECUARLAS AL LOTE X.....</b>	<b>59</b>
4.1. EPOXI REFORZADO CON FIBRA DE VIDRIO (ERFV) PARA POZOS PRODUCTORES.....	59
4.1.1. Especificaciones Técnicas.....	60
4.1.2. Ventajas.....	60
4.2. ROTADORES DE VARILLAS Y TUBING.....	61
4.3. VARILLAS HUECA.....	61
4.4. OTRAS TECNOLOGÍAS A CONSIDERAR.....	63
<b>CAPITULO V: TECNOLOGÍA EN PROCESO DE ADECUACIÓN.....</b>	<b>68</b>
5.1. BOMBA A CABLE CON RESORTE DE COMPRESIÓN.....	68
5.1.1. Características.....	68
5.1.2. Instalación de Subsuelo.....	69

5.1.3. Bomba API Modificada .....	70
<b>CAPITULO VI: ANALISIS DE COSTOS.....</b>	<b>71</b>
6.1. COSTO POR INTERVENCIÓN DE PULLING CON INSTALACIÓN DE LA TUBERIA POLY CORE .....	71
6.2. COSTO POR INTERVENCIONES CON CUPLAS REVESTIDAS.....	71
6.3. COSTO POR INTERVENCIONES A CAUSA DEL ROZAMIENTO ENTRE VARILLAS Y TUBING. ....	72
6.4. EL SISTEMA DE EXTRACCIÓN SLIM HOLE .....	72
6.5. LOS BARRILES DE LATÓN NICARB. ....	72
<b>CAPITULO VII: CONCLUSIONES.....</b>	<b>74</b>
<b>CAPITULO VIII: BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>76</b>

# **CAPITULO I: INTRODUCCION**

## **1.1. ANTECEDENTES DEL PROYECTO DE TESIS**

Como es de conocimiento de datos obtenidos en los yacimientos en el Noroeste Peruano, un componente del costo operativo de producción es el mantenimiento de subsuelo en los pozos, los cuales son llevados por indicadores de tiempo de fallas o de intervención con equipo de pulling.

En caso específico en el Lote X entre los años 2002 al 2005 tenía un valor promedio de 0.35 como índice de pulling con un promedio de 600 intervenciones de mantenimiento por año, el año 2006 se logró reducir este valor a 0.27 con 509 intervenciones en el año y el año pasado se obtuvo un índice de pulling de 0.30 con 540 intervenciones.

Esto nos indica que para reducir el índice de pulling teníamos que aplicar las diferentes tecnologías y metodologías de trabajo implementado en los diferentes sectores de Ingeniería de Extracción, Producción y Seguimiento de Reservorios que ayudaran en optimizar el índice de pulling, que es objetivo principal del proyecto de tesis.

Estos valores obtenidos anteriormente disminuyeron en 90 servicios el año 2006 y 60 servicios el año 2011. En la Fig. 1, se alcanza el comportamiento de la producción bruta, diferida del pulling, número de intervenciones de pulling al año, el índice de pulling real y teórica; y el número de pozos del Lote X, desde 1999 al

2007. De la Figura N° 1, se observa que la producción bruta y número de pozos activos aumentó, y la proyección del índice de pulling disminuye notoriamente.

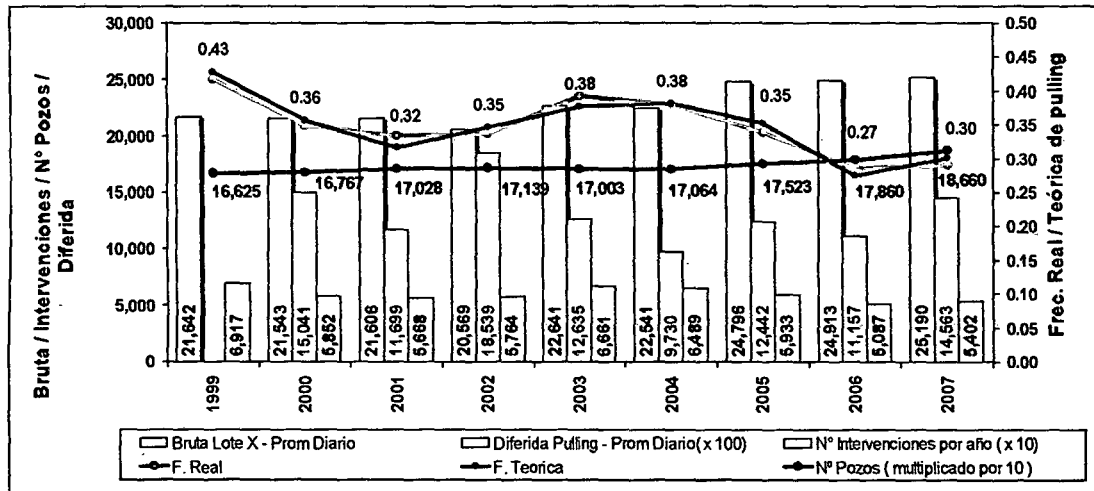


Fig.1 Comportamiento de la Producción

## 1.2. PROBLEMÁTICA

El problema del índice de *pulling* en la extracción del petróleo crudo no es un problema nuevo que se presente en los pozos del Noroeste Peruano, estos se convierten en problemas de corrosión, ocasionados por diversos agentes corrosivos presentes en los fluidos de producción.

La optimización del sistema de producción permite reducir el consumo de los materiales introduciendo el uso de nuevas técnicas y/o nuevos productos.

En algunos casos la aplicación y la selección de diferentes materiales, deberá realizarse sobre la base del conocimiento proveniente de los distintos yacimientos y de sus características .

Los problemas se resolverán aplicando nuevas tecnologías de las que hablaremos más adelante, la idea es disminuir la frecuencias de los servicios por fallas en el subsuelo e incrementar el tiempo de vida de la instalación ; así mismo reducir los costos por tratamiento químico y los costos por intervención con el equipo de *pulling*.



### 1.3. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Utilizando nuevas técnicas y/o nuevos productos en las instalaciones de producción, será posible la optimización del índice de *pulling* en el Noroeste peruano?

### 1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PLAN DE TESIS

Ante la necesidad de disminuir el índice de *pulling* y los costos asociados se llevó a cabo la adquisición y/o adecuación de nuevas tecnologías para aplicarlas en el Lote X y que cumplan con todas las normas vigentes.

Como índice de *pulling* se tiene dos indicadores, el índice de *pulling* real que considera la proyección de las intervenciones que se realizan mensualmente y el índice de *pulling* teórico que considera la proyección de los pozos que se quedan sin producción y requieren ser intervenidos por mantenimiento de subsuelo con equipo de *pulling* mensualmente.

El indicador que muestra una mayor representatividad de la operación es el índice de *pulling* teórico. En la figura 2, se observa que desde al año 2000 al 2005 se tiene un índice de *pulling* teórico promedio de 0.35, y no se observa ninguna tendencia a reducir hasta fines del año 2005 donde empieza a declinar este indicador paulatinamente.

Frecuencia Mensual Intervención con Pulling - Año 1999-2007

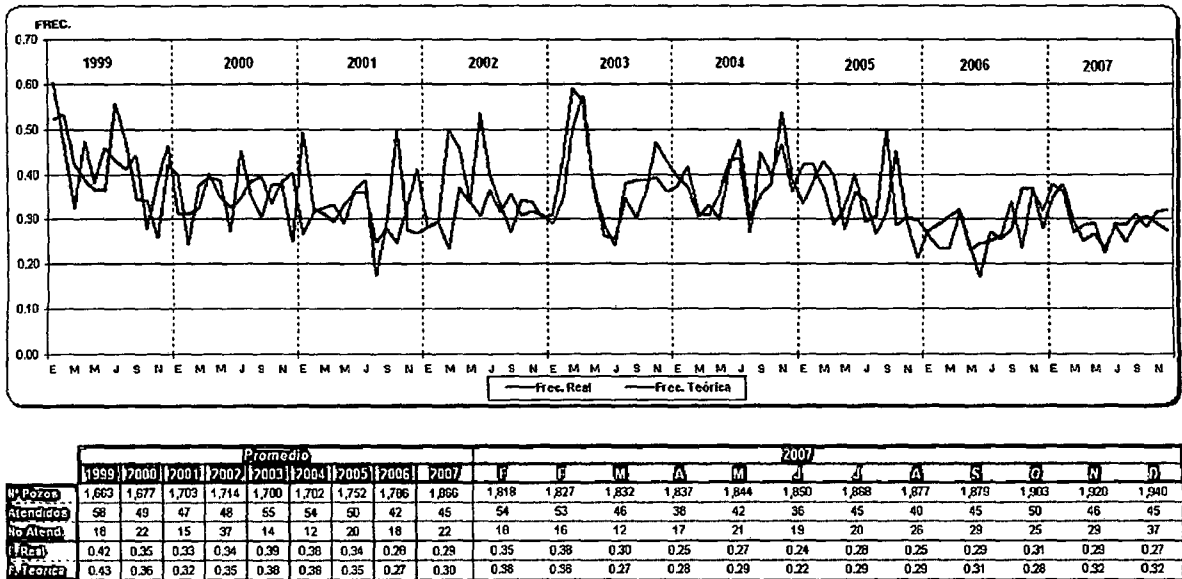


Fig.2 Frecuencia Mensual de Intervención con Pulling

1.5 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El proyecto de tesis tiene como objetivo principal de optimizar el índice de pulling en la extracción del petróleo crudo en el Noroeste Peruano, disminuyendo las intervenciones de mantenimiento de los pozos.

Como objetivo secundario, evitar la falla de rotura de tubing por rozamiento con la varilla, mediante el sistema de Slim Hole.

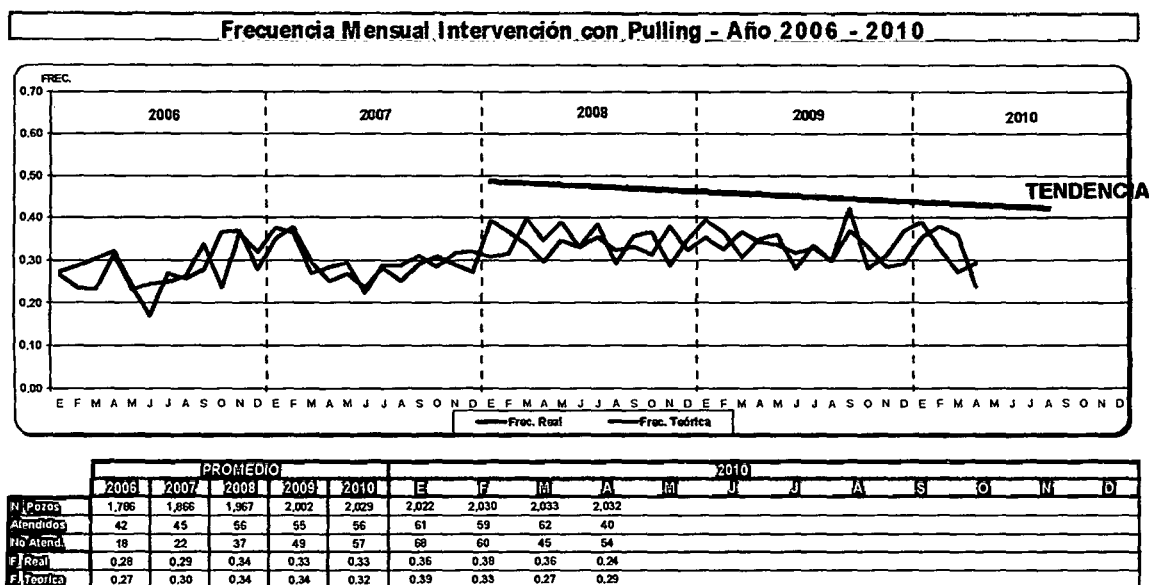
1.6 HIPÓTESIS DEL PROYECTO

La utilización de nuevas y diferentes tecnologías aplicadas en el Lote X, permite la optimización del índice del *pulling* en la extracción de petróleo crudo en el Noroeste peruano para así reducir los costos asociados.

## CAPITULO II: REDUCCION DEL ÍNDICE DE PULLING

El objetivo de la reducción del índice de pulling es mostrar los resultados obtenidos en su aplicación en el Lote X, sugerir nuevas tecnologías que ayuden a mejorar los indicadores.

Los indicadores de mantenimiento de subsuelo en el Lote X en el año 2006 fue de 0.27 (se incorporaron los Equipos Recoil); en el año 2007 un índice de 0.30; para el año 2008 y 2009 se mantuvo en 0.34 y en lo que va del año 2010 tiene un índice de pulling promedio de 0.32. Ver Figura 2.1



**Fig. 2.1 Frecuencia Mensual Intervención con Pulling**

## 2.1. Índice de Pulling por Tipo de Pozo

En la siguiente Figura 2.2, se muestra los promedios mensuales de las intervenciones extractivas por tipo de pozo desde el 2006 al 2010, de las cuales se puede concluir que en caso de los pozos viejos su índice de pulling disminuye a 0.27 manteniendo un promedio de 28 intervenciones mensuales; los pozos reparados disminuyen su índice de pulling ya que disminuye el número de intervenciones de 10 en el año 2009 a 07 en el año 2010; los pozos nuevos incrementaron de 07 intervenciones mensuales el año 2009 a 09 intervenciones mensuales para el 2010 incrementando así su índice de pulling de 0.31 a 0.35; los pozos respuestas incrementó su índice de pulling de 0.41 en el 2009 a 0.54 en el 2010 con un promedio de intervenciones mensuales de 10 en el 2009 y 12 en el 2010.

Nota: Los pozos reparados y perforados son considerados en este rubro hasta los tres primeros años de realizado el trabajo.

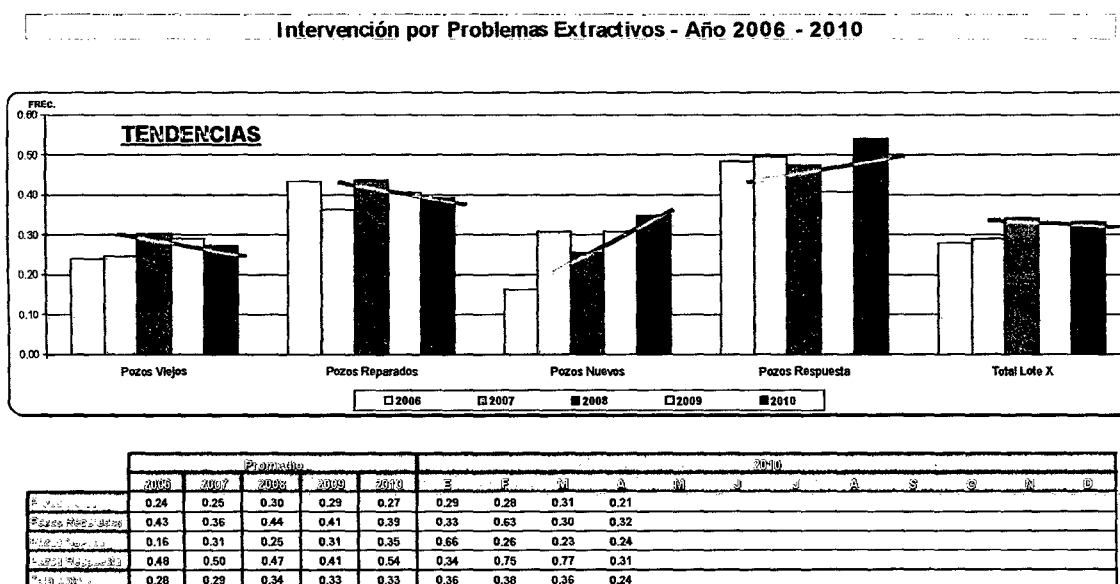
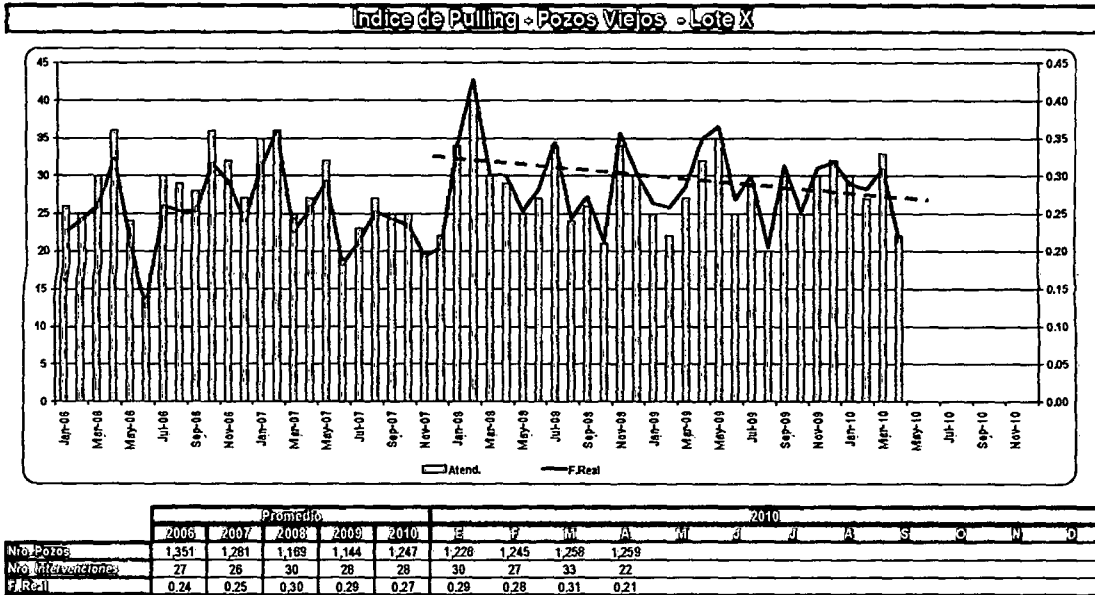


Fig. 2.2 Promedios mensuales de las intervenciones extractivas por tipo de pozo

### 2.1.1. Pozos Viejos

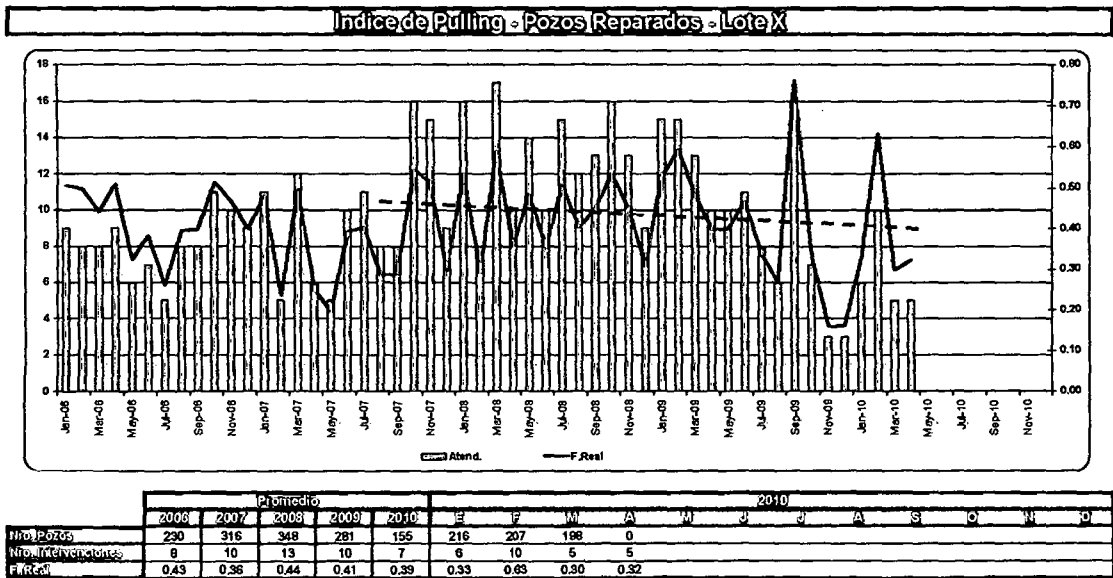
En la siguiente Figura 2.3, se muestra la tendencia del índice de pulling que disminuye en el periodo 2008 al 2010, ya que aumentaron los pozos viejos y la cantidad de intervenciones disminuyó en 2 intervenciones promedio mensual respecto al año 2008 y se mantiene respecto al 2009.



**Fig. 2.3 Índice de Pulling Pozos Viejos**

### 2.1.2. Pozos Reparados

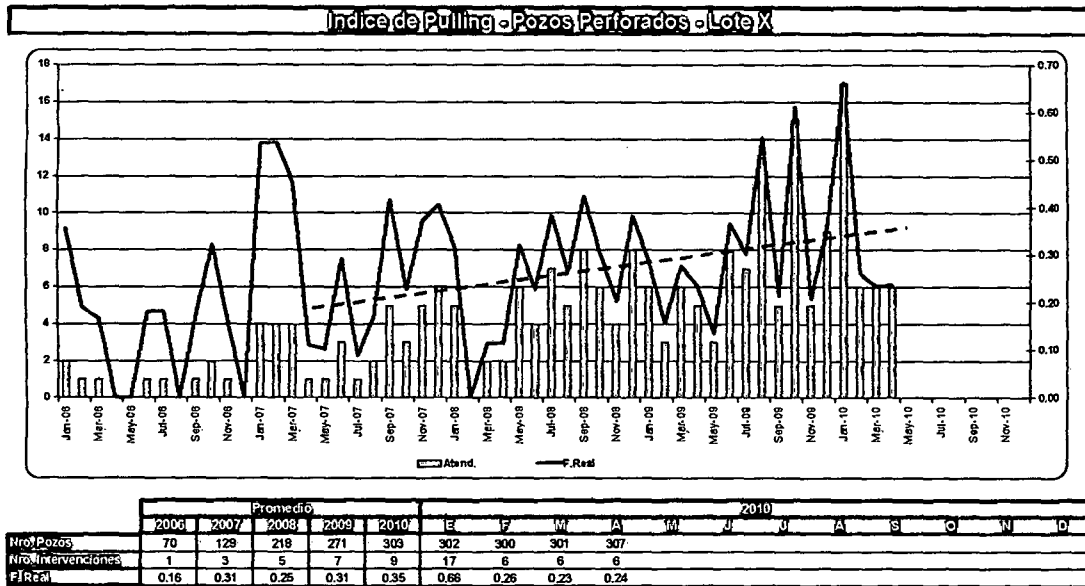
En la siguiente Figura 2.4, se muestra una disminución del índice de pulling en el periodo 2008 al 2010, debido a la disminución del número de intervenciones de 13 para el 2008 a 07 para el 2010.



**Fig.2.4 Disminución del índice de pulling**

### 2.1.3. Pozos Nuevos

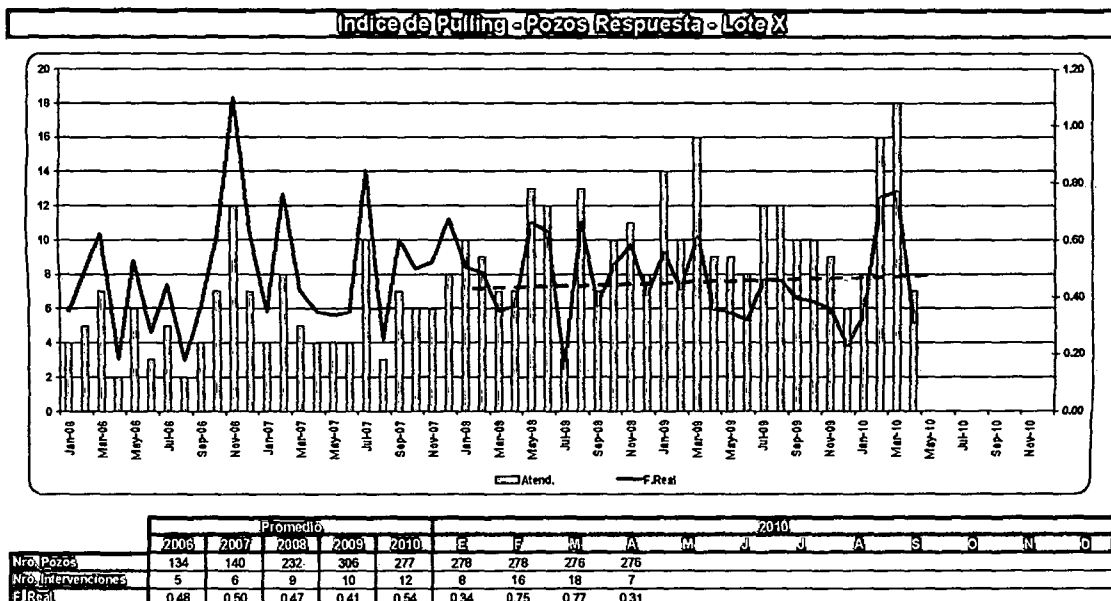
En la siguiente Figura 2.5, se muestra un incremento del índice de pulling de 0.25 a 0.35 en el periodo 2008 al 2010. Adicionalmente se tiene mayor cantidad de pozos nuevos por la cual se observa una mayor cantidad de intervenciones (de 05 a 09 intervenciones en el periodo 2008 al 2010).



**Fig.2.5 Índice de Pulling en Pozos Perforados**

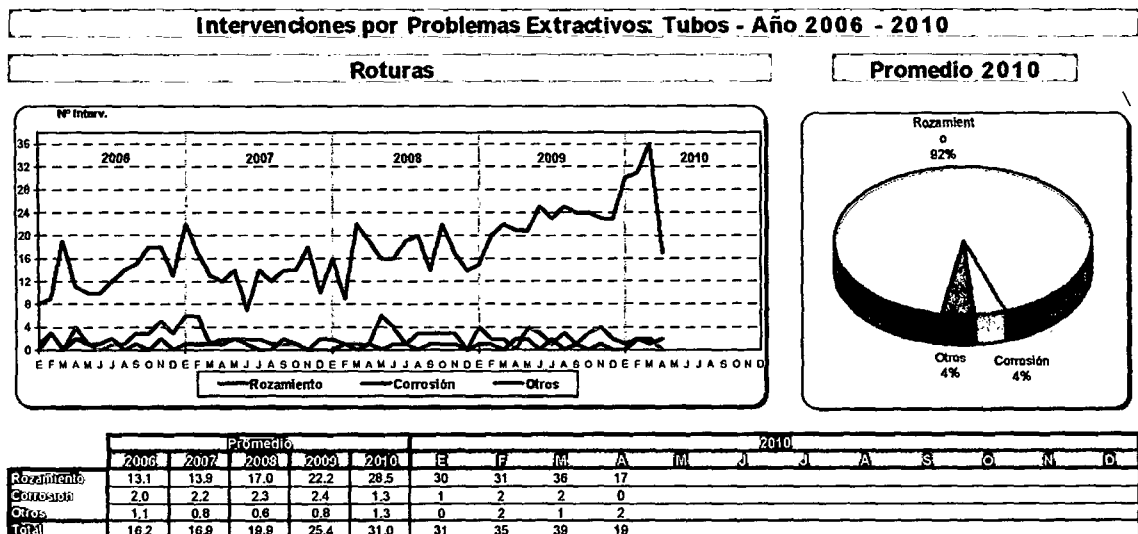
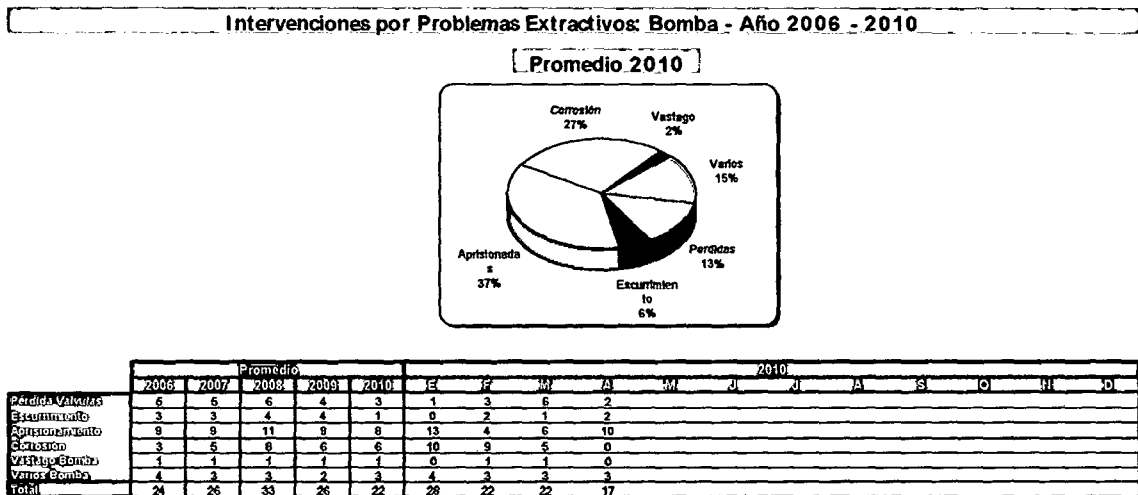
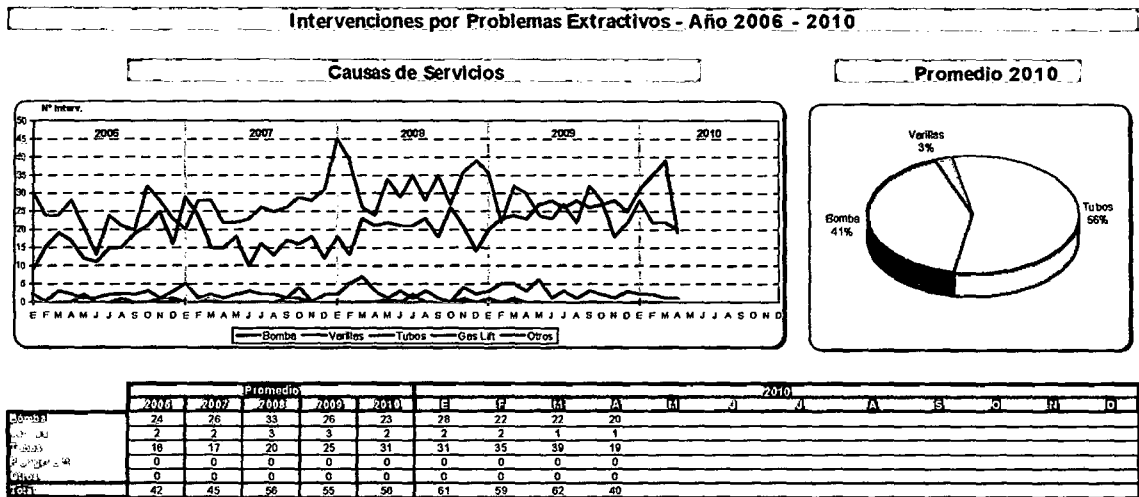
### 2.1.4. Pozos Respuesta

En la siguiente gráfica se muestra un incremento del índice de pulling, debido a que aumenta el número de intervenciones de 09 en el 2008; 10 en el 2009 y 12 para el 2010. Aún se mantiene pozos RS por intervenir en el back log de pulling.



## 2.2. CAUSAS DEL SERVICIO

En el siguiente cuadro se menciona las intervenciones por problemas extractivos durante los años 2006-2010.



## CAPITULO III: NUEVAS TENDENCIAS

### 3.1. TUBERÍA POLYCORE HDPE (High Density Poly-Eehylene Extrusion)

Esta tubería está revestida interiormente con polietileno de alta densidad que se obtiene por polimerización del etileno a presiones relativamente bajas, con catalizador alquil-metálico o un oxido metálico sobre sílice o alúmina.

Este revestimiento interno de tubería de producción consiste en la incorporación, a una cañería de acero de un revestimiento compuesto por HDPE (High Density Polyethylene Extrusion) la cual queda adherida firmemente al tubing de manera tal que la superficie interior posea las cualidades de la cañería común de HDPE muy adecuada para la conducción de petróleo, gas y agua, en tanto que la conexión sigue siendo la unión API 8 RD común de tubing con sus requerimientos de torque según grado y diámetro.

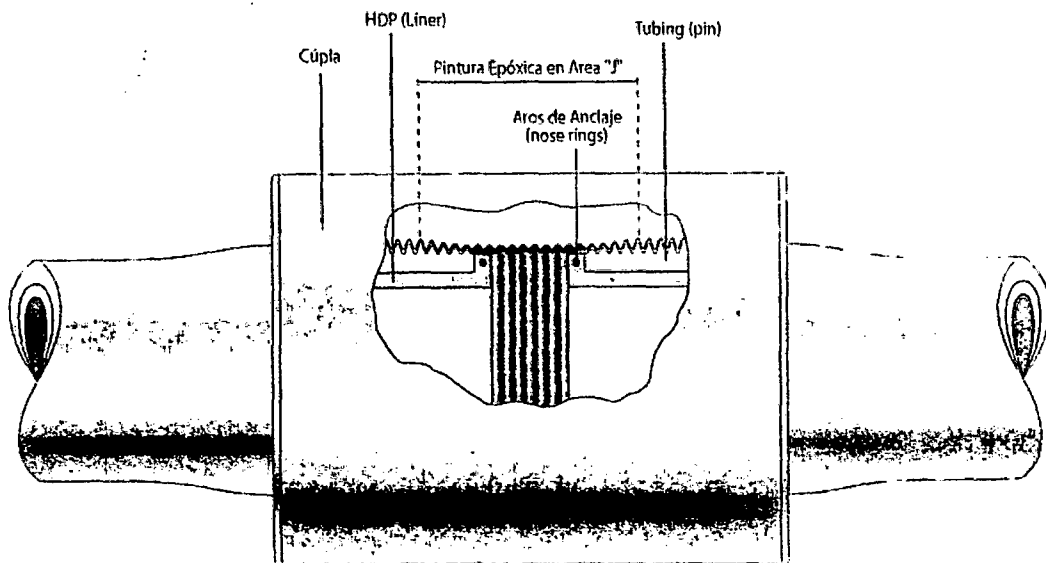


Fig. 3.1 Tubería Polycore HDPE (High Density Poly-Eehylene Extrusion)



El proceso de revestimiento de la tubería esta especificada según norma PE 3408 del Instituto de Tuberías Plásticas y es idéntico al material comúnmente usado en líneas de polietileno para agua y gas. El liner es forjado en un diámetro externo mayor que el diámetro interno de la tubería en la cual se va a insertar. El liner se inserta a la tubería por intermedio de una maquina que reduce el diámetro externo del polietileno mediante una serie de rodillos y lo encaja dentro del tubing con aproximadamente 8" en exceso de cada extremo del tubing.

El tubing enlainado es almacenado por un periodo mínimo de 24 horas para permitir que el liner se expanda contra las paredes del tubo. Los extremos son cortados a una longitud específica y mediante un horno y moldeador hidráulica el sobrante de polietileno es moldeado sobre los extremos de los pines de la tubería. Este tratamiento es altamente resistente a la abrasión además de ser inerte a la corrosión.



Fig. 3.2 Revestimiento de la Tubería

El revestimiento de polietileno no solo evita el rozamiento y previene la corrosión sino también evita la formación de incrustaciones en la tubería, que se puede depositar a lo largo de toda la trayectoria que sigue el fluido, desde los pozos inyectoros hasta los equipos de superficie, pasando por los yacimientos.

La mayor parte de las incrustaciones que se encuentran en los campos petroleros se forman por precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o bien como resultado de que el agua producida se sobresatura de componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo. Cada vez que un pozo de gas o de petróleo produce agua, o que se utiliza inyección de agua como método para mejorar la recuperación, surge la posibilidad de que se formen incrustaciones.

La formación de incrustaciones de carbonato de calcio en las tuberías de producción obstruye más del 40% del área de fluencia de la tubería y pueden

llegar a bloquear el flujo normal cuando se forma una capa espesa sobre las paredes de las tuberías de producción.

**Especificaciones dimensionales. Diámetros interiores:**

Tubing 3 1/2" OD, API: Desnudo: 2.992" – Revestido: 2.670" – Calibre: 2.500".

Tubing 2 7/8" OD, API: Desnudo: 2.441" – Revestido: 2.160" – Calibre: 2.000".

Tubing 2 3/8" OD, API: Desnudo: 1.995" – Revestido: 1.700" – Calibre: 1.500".

**3.1.1. Aplicaciones**

- o En pozos inyectores de agua de purga.
- o En tubing de pozos productores con bombeo electrosumergible donde se manifiestan problemas de corrosión y/o erosión.
- o En pozos productores con bombeo mecánico con problemas de rozamiento.
- o Para pozos con PCP, disminuye los desgastes por rozamiento.
- o Reutilización de tubing muy degradados para ser usados como cañería de conducción.
- o Ídem para ser usados en sistemas de captación de gas con componentes corrosivos.

**3.1.2. Ventajas**

- o Protege a la tubería de acero de la corrosión.
- o Incorpora mayor resistencia a la abrasión para el manejo de fluidos a alta velocidad.
- o Por su menor rugosidad frente al acero baja sensiblemente la pérdida de carga del fluido transportado.
- o Para pozos con bombeo accionado con varillas (alternativas o rotativas) aumenta la resistencia a la abrasión lo que disminuye los desgastes tanto de cuplas de varillas como de la pared interna del tubing.
- o Evita la formación de incrustación.
- o Permite la reutilización de tubería degradada, grados 2, 3 o 4 en pozos cuyas exigencias lo permitan. Este método es uno de los pocos que permiten su aplicación en tubing usado y con superficies internas irregulares (pits).

- Aplicable en pozos con alto índice de Pulling por rozamiento, ya que evita el desgaste por rozamiento entre las varillas y el tubing.
- Alta performance en pozos de altos caudales.
- Facilita optimizar la extracción al poder trabajar el equipo a altas revoluciones.
- Aumenta la vida útil de la instalación de sub suelo (varillas y tubing).

### **3.1.3. Limitaciones:**

- No se puede usar en pozos donde la temperatura supere los 90 °C.
- Disminución del diámetro interior del tubing.

Actualmente existen 12 pozos que poseen tubería revestida interiormente y están afectados por la inyección de agua en el yacimiento Carrizo. Básicamente en sistemas PCP, yacimiento Carrizo, fue evocado a pozos someros de recuperación secundaria.

El alto volumen a extraer fue el motivo para trabajarlo con este sistema de extracción.

Las PCP puede bombear con índices de presión interna inferior al de las bombas alternativas, lo que significa menor flujo en la columna del pozo para alimentarla, siendo posible succionar a presión atmosférica, lo que resulta muy favorable ya que la presión fluyente de los reservorios sometidos a la inyección de agua en el yacimiento de Carrizo es muy baja.

El problema de rozamiento surge cuando los altos volúmenes a extraer exigen condiciones máximas por parte de los equipos, aumentando las revoluciones por minuto gradualmente de acuerdo a la sumergencia optima deseada. Esto ocasionaba un desgaste prematuro de la pared interna de la tubería generando al poco tiempo fuga de fluidos y pérdida de producción, como también costos asociados por servicio con equipo de Pulling.

Con el uso de la tubería revestida se logró disminuir el índice de Pulling en pozos con este sistema de extracción, aumentando el tiempo entre falla (rozamiento varilla - tubing) en algunos casos hasta en un 200% y disminuyendo el costo operativo de los mismos. Cabe mencionar que el costo de la tubería revestida interiormente de 2 7/8" es el doble que el de uno convencional del mismo diámetro, este costo si bien parece excesivo representa en el corto plazo un ahorro significativo.

### **3.2. BARRA DE PESO**

La sarta de varillas está en tensión en la carrera ascendente y en la carrera descendente, debido a la fricción mecánica e hidráulica en la bomba, algunas varillas del fondo pueden estar en compresión. La compresión causa pandeo en las últimas varillas (carrera descendente), el cual puede causar severo daño al tubing y cople y ruptura prematura del vástago de bomba.

El efecto de empuje de los fluidos dentro del tubing hace que las varillas y las fricciones mecánicas de las varillas con el tubing no generan pandeo.

La compresión y pandeo pueden causar una prematura falla en las varillas, desde que el esfuerzo total reversado en las varillas es más grande cuando estas van súbitamente de esfuerzos de tensión a esfuerzos de compresión.

Estos diferenciales de esfuerzo es el mayor contribuyente de fallas debido a la fatiga.

La falla por fatiga es la causa primaria de la rotura de las varillas.

### 3.2.1. Determinación del punto neutro y zona de pandeo en la sarta de varillas

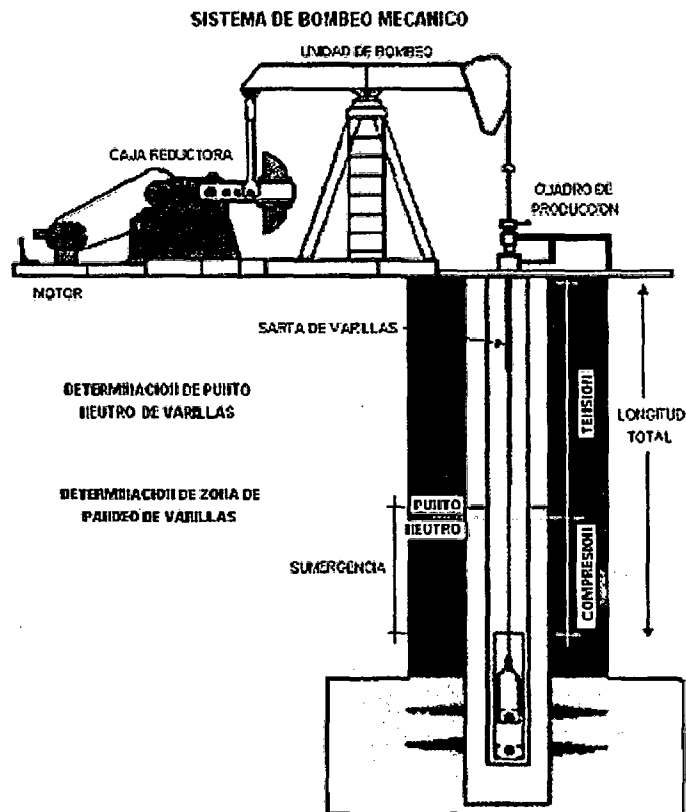


Fig3.1 Equipo de Bombeo Mecánico

- **Punto Neutro**

- Empuje total de las varillas debido al fluido dentro de la tubería.
  - Fuerzas de fricción mecánicas entre varillas y tubería.
  - Fuerzas de arrastre viscoso entre los fluidos y varillas.

- **Zona de pandeo**

- Fricción mecánica en la bomba.
  - Fuerza diferencial entre la zona superior e inferior de la válvula viajera.

- **Fuerzas de pandeo**

- Para evitar el pandeo es necesario concentrar todo el peso en el fondo de la sarta de varillas, una forma de lograr esto es el uso de barras de peso. La cantidad de las mismas esta basada en fuerzas diferenciales actuando por encima y debajo de la válvula viajera.

El total de barras de peso necesarias, es obtenida usando el factor "Z" el cual esta basado en el diámetro de la bomba. El factor "Z" viene de

cálculos que toman en cuenta el área de presión hidráulica mas pequeña de la parte inferior de la válvula viajera y el área de presión hidráulica del lado superior.

En la carrera descendente, el lado superior esta sujeto a la presión de la columna de fluido y el lado inferior esta sujeto al desarrollo de la presión en la cámara de compresión entre las dos válvulas.

Desde que el área hidráulica proyectada debajo de la válvula es mas pequeña que la proyectada por encima de la misma, más presión debe ser producida debajo por el movimiento descendente del pistón para mover la válvula fuera del asiento. Esta relación de presiones es calculada para cada diámetro de pistón y usada para derivar el correspondiente factor "Z".

La fórmula es la siguiente:

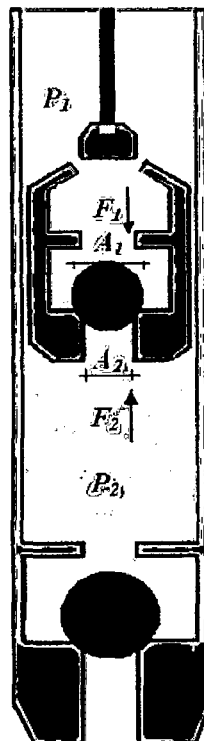
$$\text{Fuerza} = 0.433 \times \text{Profundidad} \times \text{Factor Z}$$

Unidades:

Fuerza : Libras

Profundidad : Pies

Factor Z : Pulgada<sup>2</sup>



FACTORES "Z"

DIAMETRO BOMBA	FACTOR "Z"
1 1/16"	0.294
1 1/4"	0.366
1 1/2"	0.425
1 3/4"	0.458
2"	0.53
2 1/4"	0.624
2 3/4"	0.73
3 1/4"	0.9
3 3/4"	1.554

$$F_1 = F_2$$

$$P_1 \times A_1 = P_2 \times A_2$$

$$P_2 = P_1 \frac{A_1}{A_2}$$

$$P_2 - P_1 = P_1 \left( \frac{A_1}{A_2} - 1 \right)$$

$$P_2 - P_1 = P_1 \left( \frac{A_1 - A_2}{A_2} \right)$$

$$(P_2 - P_1) A_2 = P_1 \times (A_1 - A_2)$$

$$\text{Fuerza (Lbs)} = 0.433 \times \text{Prof} \times \text{"Z" Factor}$$

La barra de peso es un elemento necesario para mantener un diseño optimizado de la sarta de varillas, a manera de evitar roturas prematuras en la instalación.

Resulta muy eficaz para reducir las roturas en cuerpo, pines y cupla de las varillas, que se generan por efecto de la compresión y pandeo en la sarta.

Las barras de peso se ubican al final de la sarta, sobre la bomba, de modo de mantenerla totalmente sometida a cargas de tracción durante el ciclo de bombeo. Su utilización minimiza la compresión generada sobre las varillas durante la carrera descendente de bombeo evitando el efecto de buckling.

	Diámetro	Diámetro Pin	Grado	Longitud
Barra de Peso	1 1/2"	3/4"	4130	25'

### 3.2.2. Diseño y Análisis en Software SROD

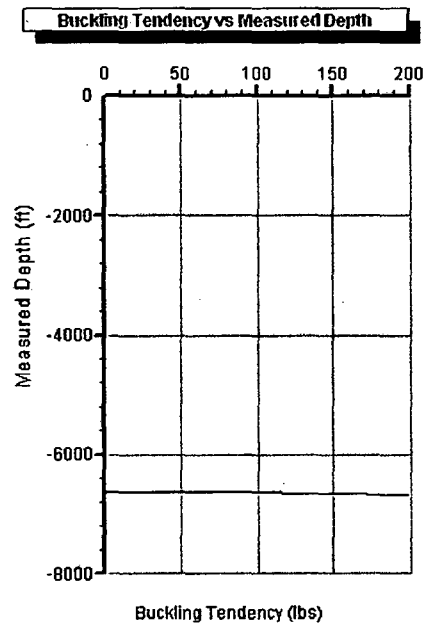
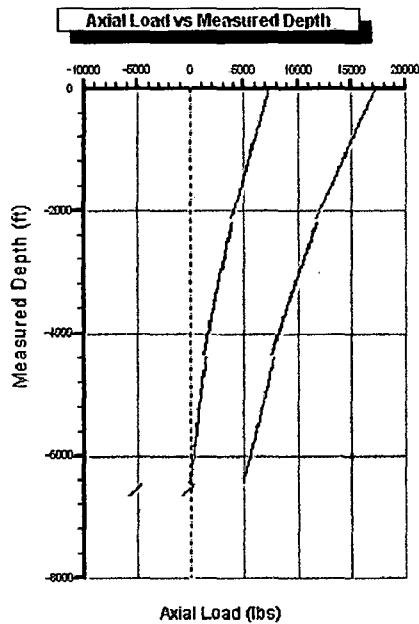
Los pozos donde se ensayaron las barras de peso son:

Pozo	Batería	Material	Cantidad	Código JDE
EA 1549	PN 33	Barra de peso 1 1/2" acero 4130	8	108-40-08-20007
EA 1748	PN 32	Barra de peso 1 1/2" acero 4130	6	108-40-08-20007
EA 2306	LA 07	Barra de peso 1 1/2" acero 4130	10	108-40-08-20007
EA 5860	TA 28	Barra de peso 1 1/2" acero 4130	5	108-40-08-20007
EA 7019	LA 07	Barra de peso 1 1/2" acero 4130	14	108-40-08-20007
EA 7949	BA 34	Barra de peso 1 1/2" acero 4130	4	108-40-08-20007

- Descripción de los últimos servicio, carga axial y tendencia al buckling:

Las fechas que figuran con sombra amarilla corresponden a la intervención donde se bajaron las barras de peso.

Pozo	Bateria	NA	F. Inter.	Causa de Falla
EA 1549	PN 33	6647	29/10/2009	Bomba - Mermas - Picado - Barril - Corrosión
			10/05/2009	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento @ 6115'
			16/09/2008	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento @ 6501'
			02/03/2008	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento @ 6586'
			12/07/2007	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento @ 6174'
			17/10/2006	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento @ 6462'



Rod Type	Rod Diam (in)	Max Load (lbs)	Min Load (lbs)	Max Stress (psi)	Min Stress (psi)	Rod Load @ 0.8 %
1. API D	0.875	17136	7360	28498	12240	100
2. API D	0.75	11779	3861	26662	8739	99
3. API D	0.625	7722	1403	25169	4574	101
4. API D	1.5	301	-4650	170	-2631	11

Max Buckling (lbs) : 200

Location of Max Buckling (ft) : 6670

Buckling Starts at (ft) : 6637

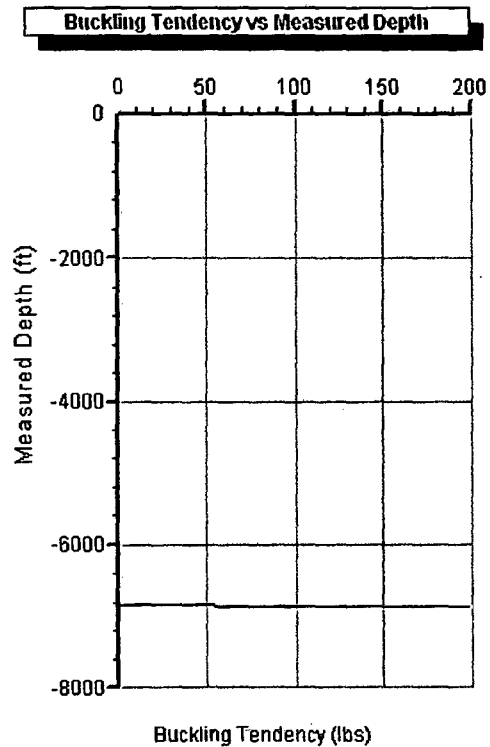
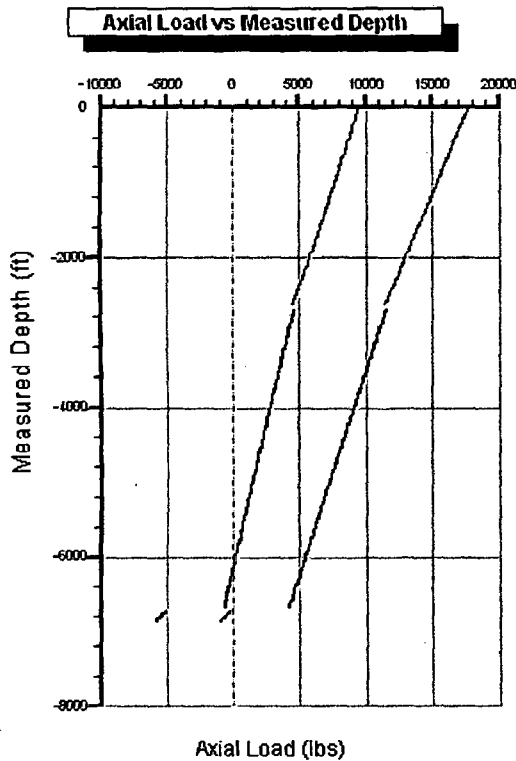
Buckling tendency does not include buoyancy forces because buoyancy forces do not cause buckling.



**\* Neutral Point in Rod String (Buoyancy Considered)**

Measured Depth (ft) : 6325  
 Rod Diameter (in) : 0.625  
 Max/Min Load (lbs) : 5014/-5  
**Buckling Tendency (lbs) : 0**

Pozo	Bateria	NA	F. Inter.	Causa de Falla
EA 1748	PN 32	6869	27/04/2009	Bomba - Mermas - Desgastado - Barril - Rozamiento
			17/09/2008	Bomba - Mermas - Desgastado - Barril - Rozamiento
			13/10/2006	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento @ 6758'
			29/03/2006	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento @ 6845'
			12/06/2005	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento @ 6866'
			29/01/2005	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento @ 6904'
			15/09/2004	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento @ 6914'



Rod Type	Rod Diam (in)	Max Load (lbs)	Min Load (lbs)	Max Stress (psi)	Min Stress (psi)	Rod Load @ 0.9 %
1. API D	0.875	17615	9490	29294	15782	75
2. API D	0.75	11524	4575	26086	10356	76
3. API D	1.5	-152	-5016	-86	-2838	10

Max Buckling (lbs) : 200  
 Location of Max Buckling (ft) : 6869  
 Buckling Starts at (ft) : 6835  
 Buckling tendency does not include buoyancy forces because buoyancy forces do not cause buckling.

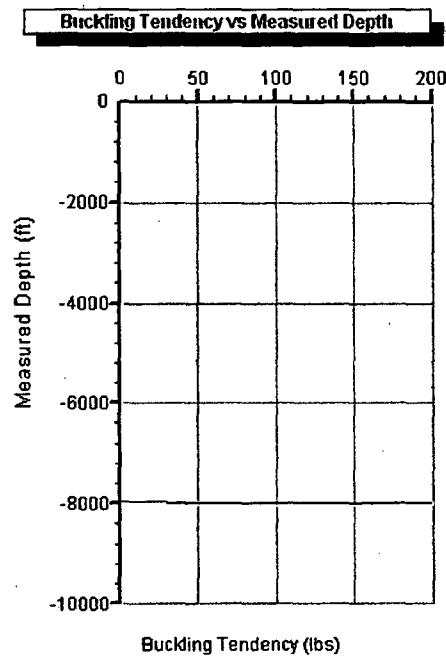
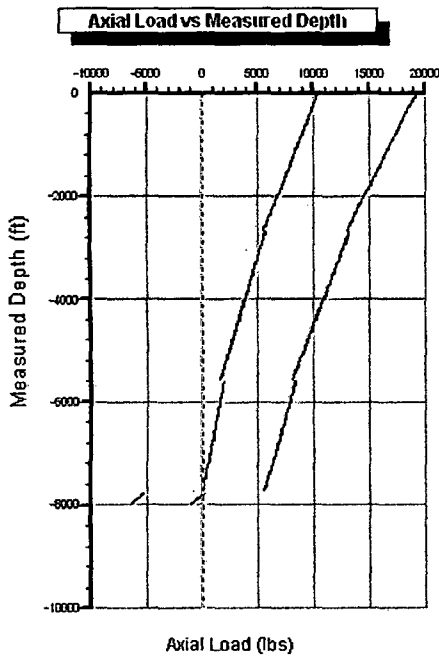
**\* Neutral Point in Rod String (Buoyancy Considered) \***

Measured Depth (ft) : 6102  
 Rod Diameter (in) : 0.75  
 Max/Min Load (lbs) : 5165/-6

**Buckling Tendency (lbs) : 0**

Pozo	Bateria	NA	F. Inter.	Causa de Falla
------	---------	----	-----------	----------------

EA 2306	LA 07	8115	03/12/2009	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 6849'
			16/05/2009	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 7274'
			03/12/2008	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 7905'
			20/05/2008	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 7950'



Rod Type	Rod Diam (in)	Max Load (lbs)	Min Load (lbs)	Max Stress (psi)	Min Stress (psi)	Rod Load @ 0.8 %
1. API D	0.875	19180	10456	31896	17389	108
2. API D	0.75	13186	5660	29847	12811	107
3. API D	0.625	8396	1932	27366	6296	108
4. API D	1.5	394	-5084	223	-2877	13

Max Buckling (lbs) : 200  
 Location of Max Buckling (ft) : 8000  
 Buckling Starts at (ft) : 7973

Buckling tendency does not include buoyancy forces because buoyancy forces do not cause buckling.

**\* Neutral Point in Rod String (Buoyancy Considered)**

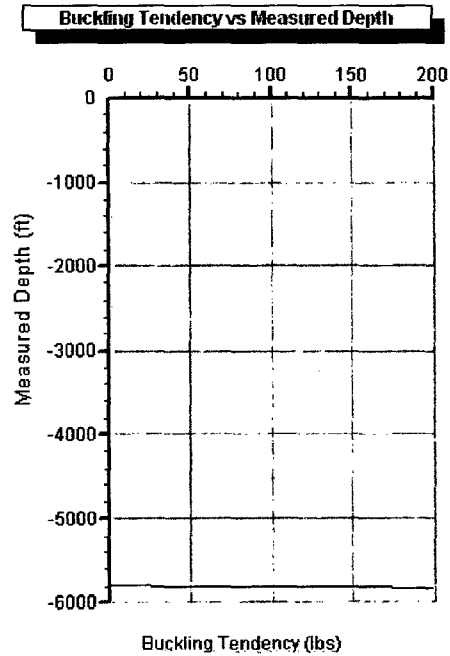
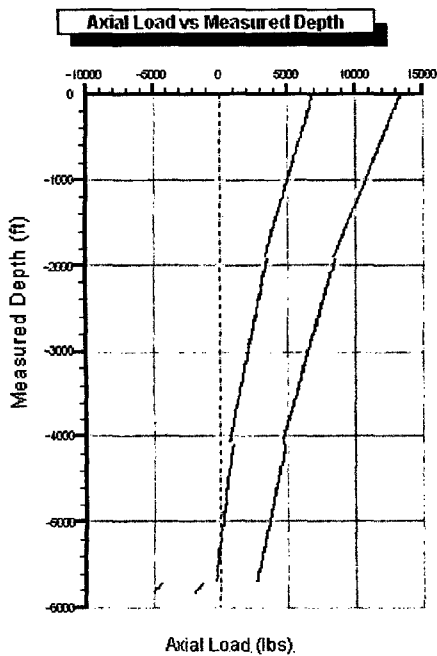
Measured Depth (ft) : 7760

Rod Diameter (in) : 1.5

Max/Min Load (lbs) : 333/-5143

**Buckling Tendency (lbs) : 0**

Pozo	Bateria	NA	F. Inter.	Causa de Falla
EA 5860	TA 28	5807	03/05/2010	Bomba - Merzas - Picado - Barril - Corrosión
			16/05/2009	Tubos - Merzas - Picado - Cuerpo - Corrosión
			23/11/2008	Tubos - Merzas - Picado - Cuerpo - Corrosión @ 5480'
			21/07/2008	Tubos - Merzas - Roto - Cuerpo - Corrosión @ 5859'
			01/05/2008	Tubos - Merzas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento @ 5945'
			30/07/2007	Bomba - Pistón aprisionado - Atascado, Trabado - Pistón - Carbonato
			18/04/2006	Tubos - Merzas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento @ 5799'



Rod Type	Rod Diam (in)	Max Load (lbs)	Min Load (lbs)	Max Stress (psi)	Min Stress (psi)	Rod Load @ 0.9 %
1. API D	0.875	13290	6929	22101	11524	52
2. API D	0.75	8511	3424	19264	7750	52
3. API D	0.625	4839	923	15771	3008	52
4. API D	1.5	-1241	-4292	-702	-2429	6

Max Buckling (lbs) : 200

Location of Max Buckling (ft) : 5828

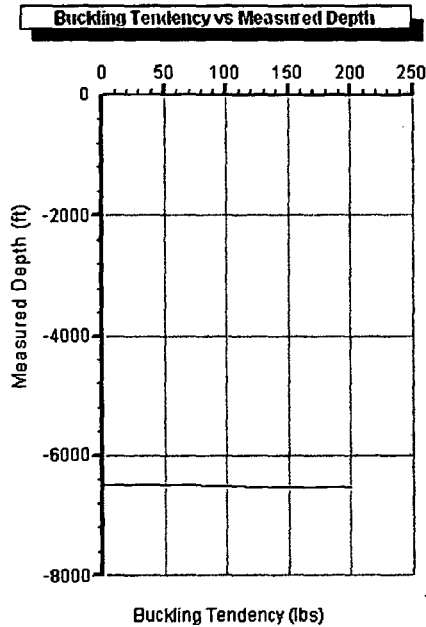
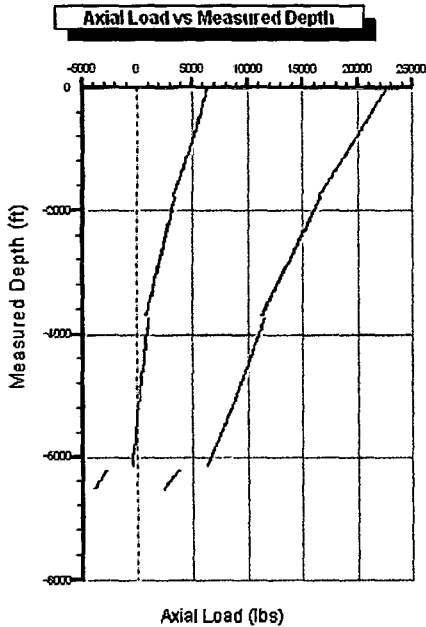
Buckling Starts at (ft) : 5799

Buckling tendency does not include buoyancy forces because buoyancy forces do not cause buckling.

\* Neutral Point in Rod String (Buoyancy Considered) \*

Measured Depth (ft) : 5255  
 Rod Diameter (in) : 0.625  
 Max/Min Load (lbs) : 3282/-4  
**Buckling Tendency (lbs) : 0**

Pozo	Bateria	NA	F. Inter.	Causa de Falla
EA 7019	LA 07	6530	24/05/2010	Cambio de varillon lacrado
			11/05/2010	Bomba - Mermas - Fuga - Jaula - Erosion
			21/09/2009	Bomba - Varios bomba - Atascado, Trabado - Pistón - Condiciones de Operación
			26/04/2009	Varillas - Pesca - Roto - Cople - Fatiga @ 2091'
			16/02/2009	Bomba - Pesca - Roto - Vástago - Fatiga
			27/12/2008	CAMBIO DE VARILLON
			15/11/2008	Varillas - Pesca - Roto - Pin @ 1632'
			09/11/2008	Varillas - Pesca - Roto - Cople - Fatiga @ 688'
			23/10/2008	Bomba - Pesca - Roto - Vástago - Fatiga
			06/10/2008	Bomba - Pesca - Roto - Vástago
			28/09/2008	Varillas - Pesca - Desenroscado @ 6309'
			02/08/2008	Cambió varillón, corrigió zona que quemaba caucho.
			06/06/2008	Varillas - Pesca - Roto - Pin
			05/05/2008	Cople de varillón roto por la mitad
			14/03/2008	Varillas - Pesca - Roto - Cople - Fatiga
25/01/2008	Varillas - Pesca - Roto - Cuerpo - Fatiga			



Rod Type	Rod Diam (in)	Max Load (lbs)	Min Load (lbs)	Max Stress (psi)	Min Stress (psi)	Rod Load @ 0.9 %
1. API D	1	22618	6487	28798	8260	94
2. API D	0.875	16669	3443	27720	5726	95
3. API D	0.75	11553	1081	26150	2448	96
4. API D	1.25	3889	-2796	3169	-2278	20

Max Buckling (lbs) : 201  
 Location of Max Buckling (ft) : 6550  
 Buckling Starts at (ft) : 6495

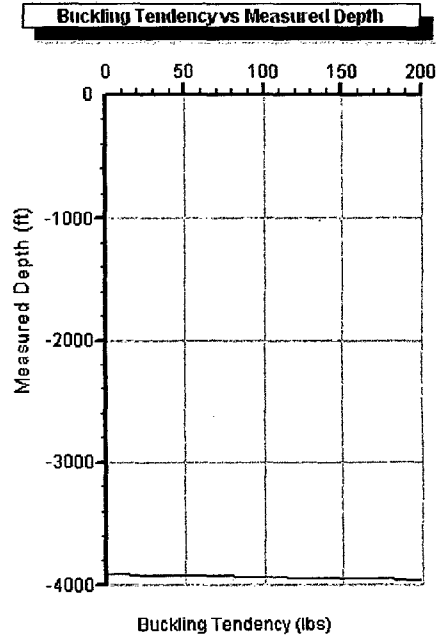
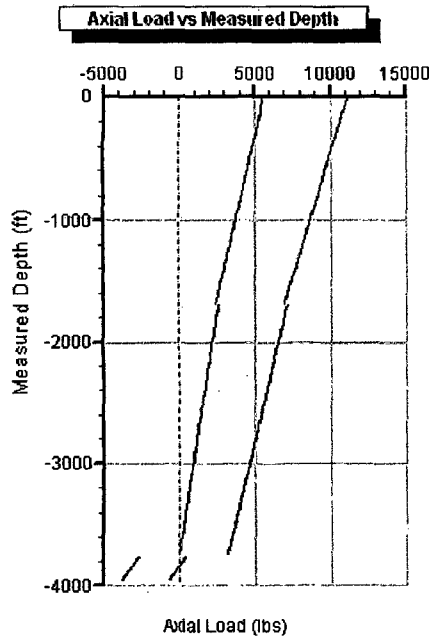
Buckling tendency does not include buoyancy forces because buoyancy forces do not cause buckling.

**\* Neutral Point in Rod String (Buoyancy Considered) \***

Measured Depth (ft) : 5360  
 Rod Diameter (in) : 0.75  
 Max/Min Load (lbs) : 8212/-1

Maximum Buckling (lbs)

Pozo	Bateria	NA	F. Inter.	Causa de Falla
EA 7949	BA 34	3955	08/01/2010	Mandrel de bomba de subsuelo roto junto a conector S15
			29/05/2009	Bomba - Mermas - Picado - Barril - Corrosión
			18/12/2008	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento @ 3000'
			04/05/2008	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento @ 2694'
			22/10/2007	Tubos - Mermas - Roto - Cuerpo - Abrasión por fluido @ 3960'
			09/06/2007	Tubos - Mermas - Fuga - Cople - Corrosión
			14/09/2006	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento @ 3813'



Rod Type	Rod Diamn (in)	Max Load (lbs)	Min Load (lbs)	Max Stress (psi)	Min Stress (psi)	Rod Load @ 0.9 %
1. API D	0.875	11106	5623	18469	9351	43
2. API D	0.75	7096	2581	16062	5842	44
3. API D	1.5	466	-2695	264	-1525	7

Max Buckling (lbs) : 200  
 Location of Max Buckling (ft) : 3955  
 Buckling Starts at (ft) : 3922

Buckling tendency does not include buoyancy forces because buoyancy forces do not cause buckling.

**\* Neutral Point in Rod String (Buoyancy Considered) \***

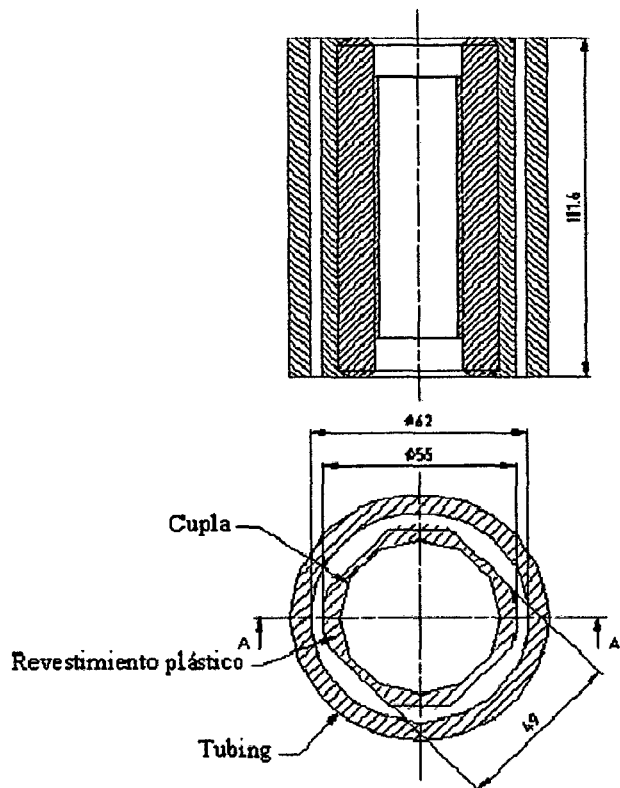
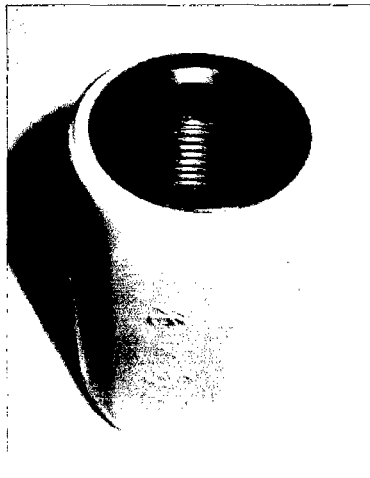
Measured Depth (ft) : 3711  
 Rod Diameter (in) : 0.75  
 Max/Min Load (lbs) : 3198/0



**3.3. CUPLAS REVESTIDAS**

Las cuplas se producen en las dimensiones estándar de la norma API-11B, centralizando el largo total de las mismas. Ver Figura 3.2.

El material utilizado para la centralización es PPS (polisulfuro de fenileno), de gran adherencia y resistencia a la temperatura. Han sido especialmente diseñadas para trabajar en Bombeo Mecánico (BM) minimizando las pérdidas de carga en el flujo.



**Fig.3.2 Cupla API-11B**

### Características del PPS:

Recomendaciones de uso							
Material	Color	Se recomienda con el uso de "hot-oil"	Uso con arenas	Amb. Dulces	Amb. Ácidos	Amb. Acuosas	Bacterias
PPS	Blanco	Si	Si	Si	Si	Si	Si

Propiedades Mecánicas				
Material	Coef. Fricción dinámico	Coef. Desgaste	Resist. Tracción	Fibra de vidrio
PPS	0,23	10 mg/ciclo	16679 PSI	40%

Se adquirió cuplas centralizadas para tubing de 2 7/8" en 3/4" y 7/8" debido a que no hay espacio suficiente entre la cupla y el interior del tubing para aplicar una centralización en cuplas de 1".

Cálculo del área de pasaje o área libre utilizando la cupla con tubing de 2 7/8":

$$Alibre = Atubing - Acupla$$

Área de la cupla de 2 7/8":

$$Acupla = 33.17 \text{ pul}^2$$

Tubing de 2 7/8": 6,5 lbs/pie (diámetro interior de 0.961 pulg<sup>2</sup>):

$$Atubing = 46.76 \text{ pul}^2$$

$$\therefore Alibre = 13.59 \text{ pul}^2$$

#### 3.3.1. Pozos en evaluación

Las fechas que figuran con sombra amarilla corresponden a la intervención donde se colocaron los cuplas revestidas.

Pozo	Batería	Terminó	T.Trabajo	Desc.Servicio
EA 2311	LA 06	02/01/2010	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 3672'
		26/11/2009	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 5270'
		26/06/2009	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 5884'
		11/01/2009	Pulling EX	Tubos - Mermas - Fuga - Hilos o Roscas - Desgaste a 6400'

En el pozo EA 6552 TA-27 cambi6 el punto de rozamiento, las cuplas revestidas se encontraron en buen estado y volvieron a instalarse.

Pozo	Batería	Terminó	T.Trabajo	Desc.Servicio
EA 2306	LA 07	03/12/2009	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 6849'
		16/05/2009	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 7274'
		03/12/2008	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 7905'
		20/05/2008	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 7950'

Pozo	Batería	Terminó	T.Trabajo	Desc.Servicio
EA 6552	TA 27	04/05/2010	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento (Patio Inspección)
		24/12/2009	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 7485'
		03/09/2009	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 7442'
		23/04/2009	Pulling EX	Bomba - Mermas - Desgastado - Barril - Abrasión por fluido
		02/08/2008	Pulling NE	Cambio Diseño
		15/05/2008	Pulling NE	Acido Matricial Fm. Basal Salina y San Cristobal
		25/11/2007	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento (Patio Inspección)
		25/11/2006	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 6529'
		15/03/2006	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 7050'
		26/09/2005	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 7433'
		25/03/2005	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 7719'

Pozo	Batería	Terminó	T.Trabajo	Desc.Servicio
EA 7361	TA 25	07/11/2009	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 997'
		07/04/2009	Pulling EX	Bomba PCP - Pesca - Roto - Rotor - Fatiga
		27/06/2008	Pulling NE	Pérdida de hermeticidad en el sistema
		31/05/2008	Pulling EX	Bomba PCP - Pesca - Roto - Rotor - Fatiga
		22/11/2007	Pulling EX	Bomba - Mermas - Desgastado - Barril - Desgaste
		09/11/2007	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 3170'
		16/03/2007	Pulling NE	PCP sin producción
		24/10/2006	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cople - Rozamiento a 1495'

En el pozo EA 8016 LA-06 se colocó muy pocos centralizadores volviendo a reiterarse la falla por rozamiento, se volvieron a instalar los cuplas revestidas y se reforzó las zonas con marcado rozamiento con cople marca Regal.

Pozo	Batería	Terminó	T.Trabajo	Desc.Servicio
EA 8016	LA 06	30/05/2010	Pulling EX	Bomba - Mermas - Desgastado - Barril - Arena de formación
		25/03/2010	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 685'
		06/12/2009	Pulling EX	Bomba - Mermas - Tapado - Válvulas - Arena de formación
		17/09/2009	Pulling EX	Bomba - Pesca - Roto - Vástago - Condiciones de Operación
		20/12/2008	Pulling EX	Bomba - Mermas - Tapado - Válvula fija - Arena de formación
		15/08/2008	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 673'
		21/04/2008	Pulling EX	Bomba - Pistón aprisionado - Atascado, Trabado - Bomba - Carbonato
		10/01/2008	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 300'
		03/08/2007	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 1110'
		10/07/2007	Pulling EX	Bomba - Pistón aprisionado - Atascado, Trabado - Bomba - Carbonato
		23/01/2007	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento (Patio Inspección)

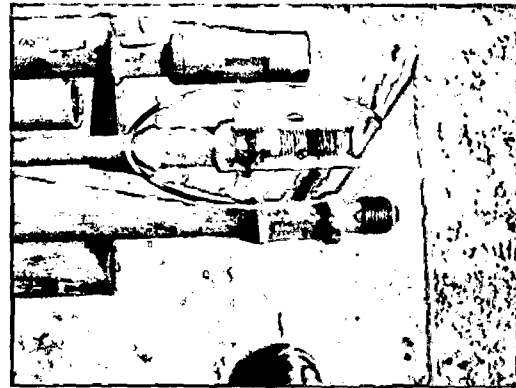
En el pozo EA 8382 LA-08 cambi6 el punto de rozamiento, en el último servicio las cuplas revestidas se encontraron en buen estado evitando el rozamiento en la zona donde trabaj6, en la profundidad de ruptura (1389') se colocaron cuplas tipo "T" los cuales salieron totalmente sobados.



Pozo	Bateria	Terminó	T.Trabajo	Desc.Servicio
EA 8382	LA 08	14/05/2010	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 1389'
		23/11/2009	Pulling EX	Tubos - Mermas - Rajado - Cuerpo - Rozamiento a 1630'
		29/07/2009	WorkOver CR	Pozo nuevo. Sacó ameradas y bajo EBM
		24/07/2009	WorkOver CR	Completacion pozo nuevo



Fig. 3.3 Cuplas Revestidas en buen estado



Cupla T totalmente gastada

### 3.4. BOMBAS DE CAVIDAD PROGRESIVA DE PASO LARGO

El diseño especial se caracteriza por un menor diámetro del rotor. Considerando la misma fuerza de arranque se necesita menor torque para girar la bomba de diámetro reducido. Posee menor torque de arranque comparado a las bombas convencionales.

El bajo ángulo de barradura del rotor permite que la PCP maneje cantidades de arena de manera a causar el mínimo desgaste entre rotor y estator, sin bloquearla. Además facilita la limpieza de la columna en caso de una parada.

El rotor de grado undersize permite elevadas variaciones de volumen de sólidos y elevadas temperaturas.

Producción de picos de sedimentos hasta 15% y mayor tasa de producción sin atascamiento, logrando un desplazamiento más suave y sin restricciones de sólidos entre los helicoidales.

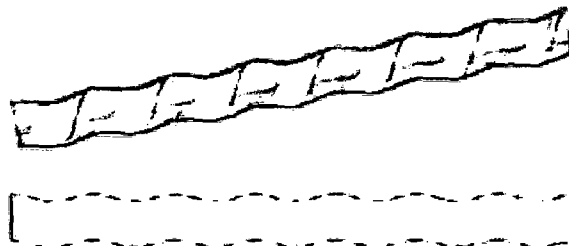
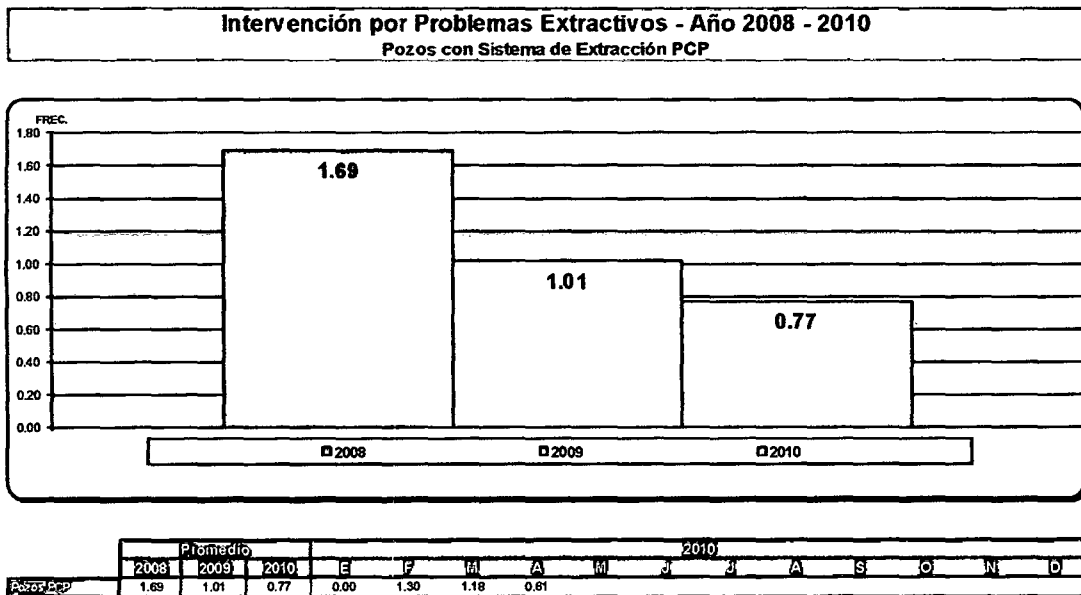


Fig.3.4 Rotor BCP Convencional



Fig. BCP del paso largo y Diámetro Reducido

Con esta geometría especial se logró reducir los RPM de trabajo de los pozos con este sistema traduciéndose en la disminución del índice de pulling extractivo para los PCP.



### 3.5. SISTEMAS TIPO SLIM HOLE

El sistema de extracción Slim Hole se aplicó en el lote X con la finalidad de hacer producir aquellos pozos completados con un casing de diámetro reducido (2 7/8"), perforados en yacientes maduros con el fin de minimizar costos, y que en un comienzo eran producidos por un sistema de levantamiento de gas lift convencional, el cual se reemplazo por el Bombeo Mecánico con uso de una bomba conectada a una tubería macarroni y anclada al casing de 2 7/8" por un packer sin gomas.

La principal característica de este sistema fue la sustitución de las varillas de bombeo por una tubería macarroni de 1" y una bomba que inicialmente fue tipo Hollow Valve modificada RWTP (barril viajero con anclaje por packer en el fondo) y luego se reemplazó por una bomba Hollow Valve modificada tipo RWBP (barril estacionario con anclaje por packer en el fondo) con una conexión en el vástago

para la tubería macarroni. La sarta de tubería macarroni cumple dos funciones, hacer reciprocarse el pistón de la bomba y dirigir el fluido a superficie.

Ante la problemática de rotura del cuerpo de tubos por rozamiento con la sarta de varillas en zonas con alto grado de desviación, se ensayaron diversos materiales y equipos para atenuar la alta incidencia de esta causa de falla obteniéndose finalmente buenos resultados con el uso de la instalación tipo Slim Hole para pozos con diferente diámetro de casing, con la finalidad de aumentar el espacio anular entre el casing y la tubería macarroni utilizada que puede ser de 1" o 1 ¼" y así evitar la fricción generada entre la varilla y el tubing. Se utiliza una bomba Hollow Valve modificada tipo RWAC (barril estacionario con anclaje de copas en el tope) que se encastra en el niple de asiento colocado en un tramo de tubería de 2 3/8" ó 2 7/8", la cual puede ir suspendida por un ancla de tubing fijado al casing (cuya única función es mantener fija el tramo de tubería donde sienta la bomba) o con un peso adecuado y centralizador de tubing para mantener la verticalidad.

### Objetivo

Mostar la performance de los equipos instalados, los cálculos para adecuar y aplicar el sistema, los materiales en superficie y subsuelo y sus especificaciones.

#### 3.5.1. Análisis Técnico: Selección del pozo

Para seleccionar un pozo a bajar una instalación tipo Slim Hole con macarroni y bomba Hollow Valve modificada se toman los siguientes criterios de selección:

- Pozos con fallas reincidentes por rotura de tubing a causa del rozamiento con la varilla.
- La Profundidad máxima recomendada a bajar la bomba depende del yield strength (mínimo esfuerzo a la tensión) de la tubería y de las condiciones de operación del pozo.

Para tubing nuevo y bomba de 1.25" de diámetro:

Ø Macarroni (pulg)	Carrera AIB (pulg)	SPM	Profundidad (pies)
1	54	6	4300
1 ¼	54	6	4000

- No debe presentar obstrucción o colapso del casing para evitar problemas al momento de bajar y cargar el ancla o los centralizadores de tubing.

- Debe tener GOR menor a 2000 MSCF/STB para evitar que la bomba Hollow Valve modificada se bloquee, ya que esta bomba maneja un volumen moderado de gas.
- Se debe verificar el historial del pozo, los análisis de agua, sólidos y aceite para determinar su tendencia a formar incrustaciones o corrosión que afectarían a la instalación de subsuelo.

### 3.5.2. Instalación de Subsuelo

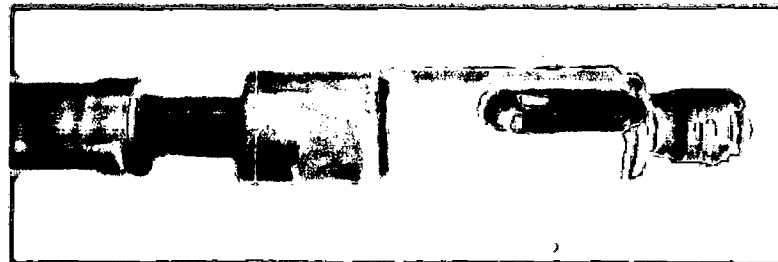
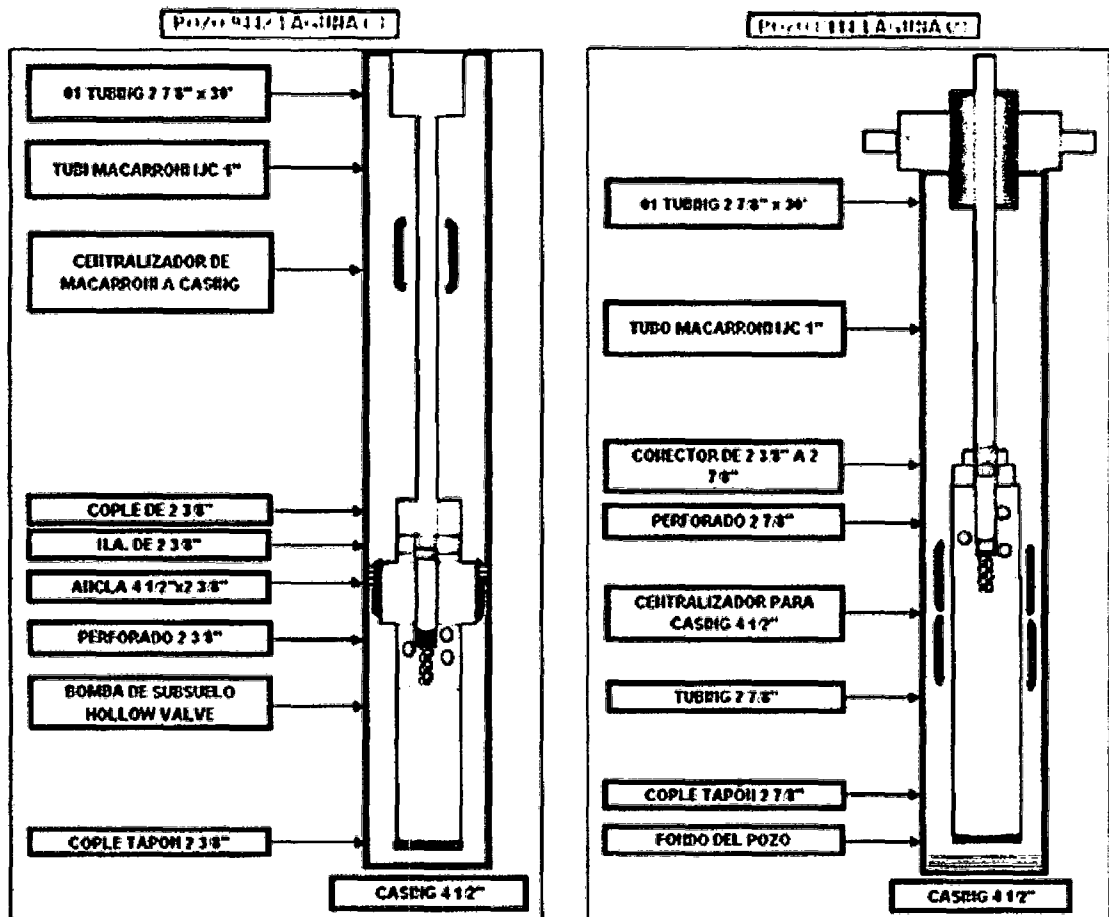


Fig 5.4 Conexión Hollow valve Convencional a Varillas de Bombeo

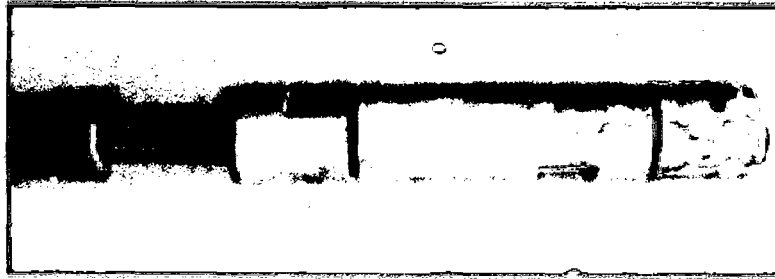


Fig 5.4 Conexión Hollow Valve Modificada a Macarrones de 1 1/4"

### 3.5.3. Cálculos de diseño

Para el diseño del equipo de subsuelo y superficie se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Determinar la profundidad de trabajo de la bomba y el caudal a producir.
- Determinar que la tensión máxima que soporta la primera tubería esta dentro de la tensión de trabajo permisible. Además calcular a través del diagrama modificado de Goodman (condiciones dinámicas) la tensión máxima permisible y el rango de tensiones para la tubería macarroni.
- Determinar la unidad de bombeo, tomando en cuenta en los cálculos el factor de impulso modificado para la relación Crank – Pitman según la clase de la unidad.

#### Especificación de la tubería macarroni:

Tubing	OD (pulg)	ID (pulg)	Área del Acero (pulg) <sup>2</sup>	Área Interior (pulg) <sup>2</sup>	Peso Tubing (lbs/ple)	Capacidad (bls/1000pies)
1"	1.315	1.049	0.49	0.86	1.8	1.8
1 1/4"	1.660	1.380	0.67	1.50	2.4	2.4

Caudal a producir:

$$Q = 0.1166 \times D^2 p \times S \times N \times EF$$

Donde:

$D_p$  = Diámetro del pistón

$S$  = Carrera

$N$  = Strokes por minuto

$EF$  = Eficiencia de la bomba (80%)

**Velocidad máxima de bombeo:**

$$N_{\max} = \frac{2.13[3510 - \text{Profundidad}(m)]}{S(cm)}$$

Donde:

$S$  = Profundidad (cm)

**Máxima carga en la tubería macarroni en el tope:**

$$PPRL = (Wt + Wf) \times (1 + \alpha (1 + c/P))$$

Donde:

$Wt$  = Peso de la tubería macarroni

$Wt$  = Peso lineal de la tubería x profundidad

$Wf$  = Peso del fluido dentro del macarroni

$Wf = 0.433 \times GE \times \text{profundidad} \times A_i$

$(1 \pm \alpha (1 \pm c/P))$  = Factor de impulso

$\alpha$  = Factor de aceleración

$$\alpha = \frac{S \times N^2}{70500}$$

$c/P$  = Relación Crank – Pitman (depende de la unidad de bombeo y la carrera de trabajo)

**Mínima carga en la tubería macarroni en el tope:**

$$MPRL = Wt \times (1 - \alpha (1 - c/P))$$

Donde:

$Wt$  = Peso de la tubería macarroni

$Wt$  = Peso lineal de la tubería x profundidad

$(1 \pm \alpha (1 \pm c/P))$  = Factor de impulso

$\alpha$  = Factor de aceleración

$c/P$  = Relación Crank – Pitman (depende de la unidad de bombeo y la carrera de trabajo)

**El efecto Contrabalance ideal:**

$$C_{be} = \frac{PPRL + MPRL}{2}$$

**Máximo torque sobre la caja reductora:**

$$\text{Torque} = (PPRL - cBE) \times TF_{\max} / 0.93$$

Donde:

$TF_{\max}$  = Factor de torque máximo que depende de la carrera de la unidad

### 3.5.4. Aplicación del Diagrama Modificado de Goodman

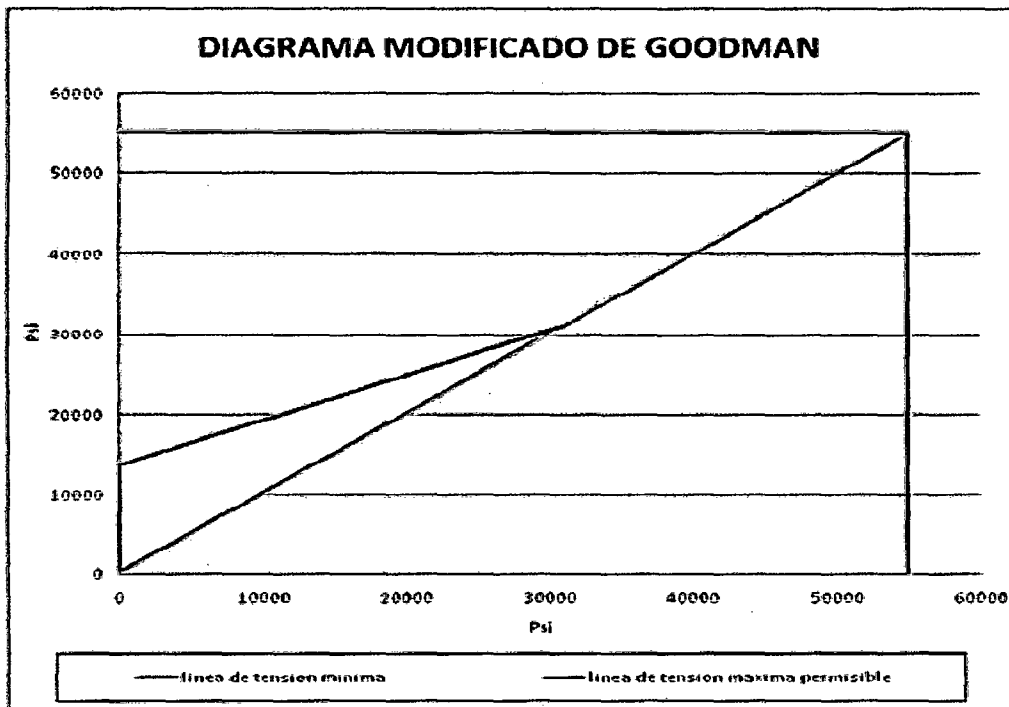
La norma API publicación RP11BR recomienda el uso del diagrama modificado de Goodman para calcular la tensión máxima permisible en varillas API de acero, a continuación se aplica este diagrama para la tubería macarroni J55 por someterlo a condiciones dinámicas de trabajo.

#### Datos macarroni J55:

Esfuerzo mínimo a la tensión = 55,000 PSI

Factor de servicio = 0.9

Factor de desgaste del material = 0.9



El área sombreada muestra el rango de tensión permisible para la tubería macarroni.

Tensión máxima (S max):

$$S_{\max} = \frac{PPRL}{A_t}$$

Tensión mínima (S min):

$$S_{\min} = \frac{MPRL}{A_t}$$

Donde:

$A_t$  = Área transversal del acero de la tubería usada como varillón.

Máxima tensión permisible:

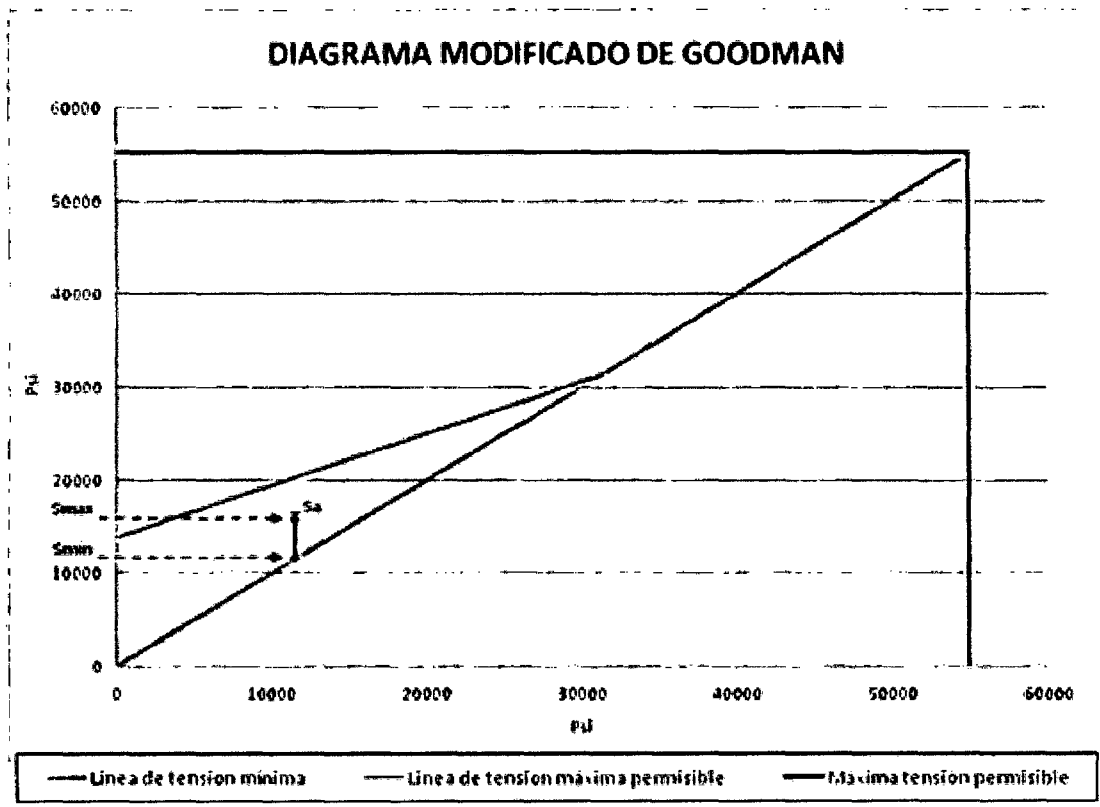
$$S_a = (0.25 \times T + 0.5625 \times S_{\min})$$

Rango de tensión permisible:

$$Dsa = Sa - S_{min}$$

Porcentaje de carga del macarroni:

$$\%Carga = \left( \frac{S_{max} - S_{min}}{Dsa} \right) \times 100$$



Si la tensión máxima queda fuera del rango de la máxima tensión permisible, la sarta de macarroni está sobrecargada.

Si está por debajo de la línea de tensión máxima permisible, entonces la sarta de macarroni trabajará con las condiciones óptimas y con el mejor comportamiento durante el bombeo, mejorando la vida útil de la sarta, evitando la ruptura por fatiga (la cual ocurre cuando se llega a una deformación plástica).

El esfuerzo máximo y mínimo al que está sometida la tubería macarroni en el tope de la sarta depende directamente del área del acero del primer tubing que va a soportar el esfuerzo al que será sometida durante el ciclo de bombeo.

Para aumentar la profundidad de trabajo de este sistema se puede realizar el diseño de una sarta macarroni combinada para disminuir el PPRL y el MPRL. Según diseño API el diseño de la sarta combinada se



realiza asumiendo la máxima tensión igual en la parte superior de cada una de las secciones de la sarta.

Los cálculos determinaron que para una sarta macarroni combinada 1 ¼" – 1" el porcentaje de la longitud total de la sarta es de 20% y 80% respectivamente.

A continuación se muestra la variación del porcentaje de carga donde se hace un comparativo de las diferentes combinaciones de sarta macarroni trabajando bajo las mismas condiciones (carrera = 54" y 6.0 SPM) y a la misma profundidad (4000 pies).

Tubing macarroni de 1" como varillón para el Item 1 y tubing macarroni de 1 ¼" como varillón para los Item 2 y 3:

Item	Diámetro (Pulg)	Wf (Lbs)	Wt (Lbs)	PPRL (Lbs)	MPRL (Lbs)	Smax (Lbs)	Smin (Lbs)	Sa (Lbs)	% Carga
1	1	1497	7200	8992	7071	18207	14317	18572	91.4
2	1 1/4	2592	9600	12605	9428	18855	14103	18452	109.3
3	1 ¼ - 1	1718	7683	9725	7548	14547	11290	16869	58.4

Tubing macarroni de 1" como varillón para todos los Item:

Item	Diámetro (Pulg)	Wf (Lbs)	Wt (Lbs)	PPRL (Lbs)	MPRL (Lbs)	Smax (Lbs)	Smin (Lbs)	Sa (Lbs)	% Carga
1	1	1497	7200	8992	7071	18207	14317	18572	91.4
2	1 1/4	2592	9600	12605	9428	25521	19090	21257	296.8
3	1 ¼ - 1	1718	7683	9725	7548	19691	15282	19115	115

### 3.5.5. Resultado de la Evaluación – Pozo EA 9522 LA-08

#### Historial del pozo

Pozo perforado en septiembre de 1979, convertido a inyector en septiembre de 1980 hasta abril de 1994 que pasó a productor y se instaló el sistema de bombeo mecánico, a partir de la fecha tuvo una intervención por año (1997; 1998; 1999 y 2000) por tubing rajado por rozamiento, a partir del año 2007 su frecuencia de servicio de pulling aumenta teniendo 03 intervenciones en el 2007 y 03 intervenciones en el 2008 a causa del rozamiento.

El 21 de diciembre del 2008 se bajó una instalación tipo Slim Hole para evitar el rozamiento.

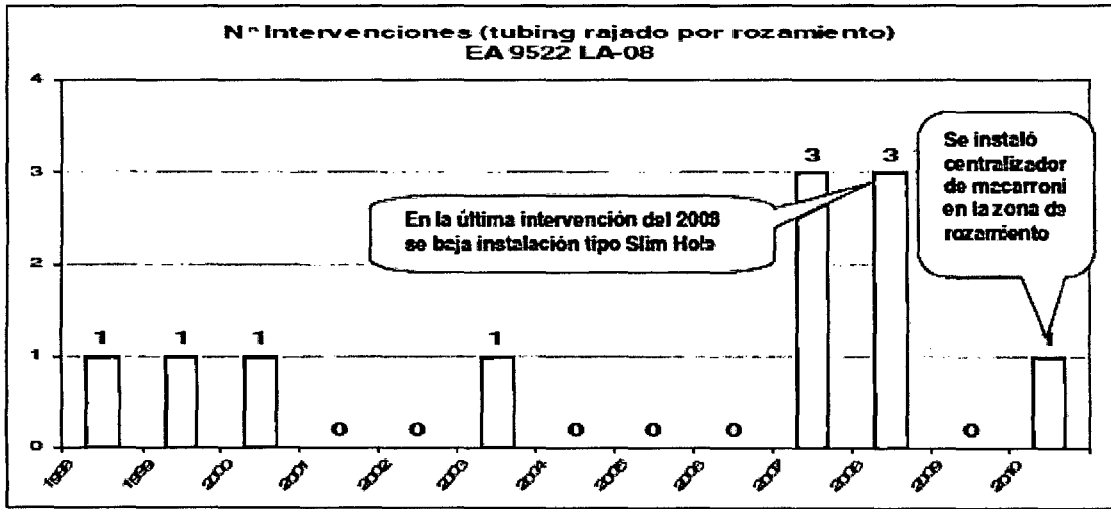
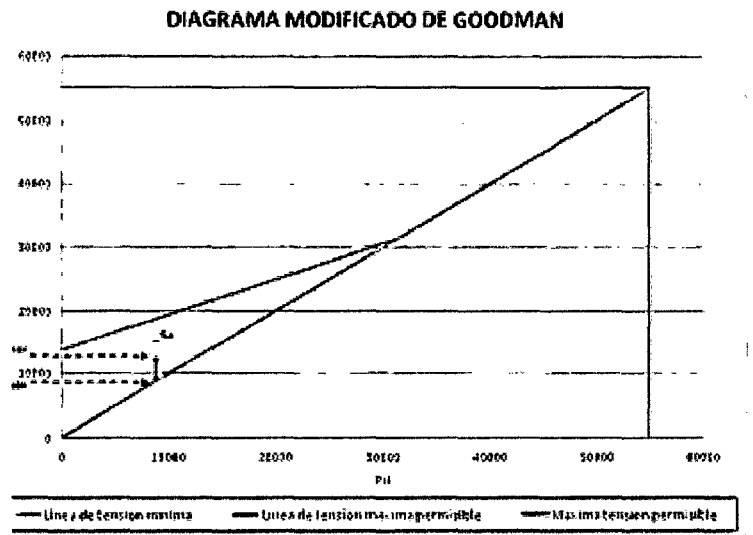
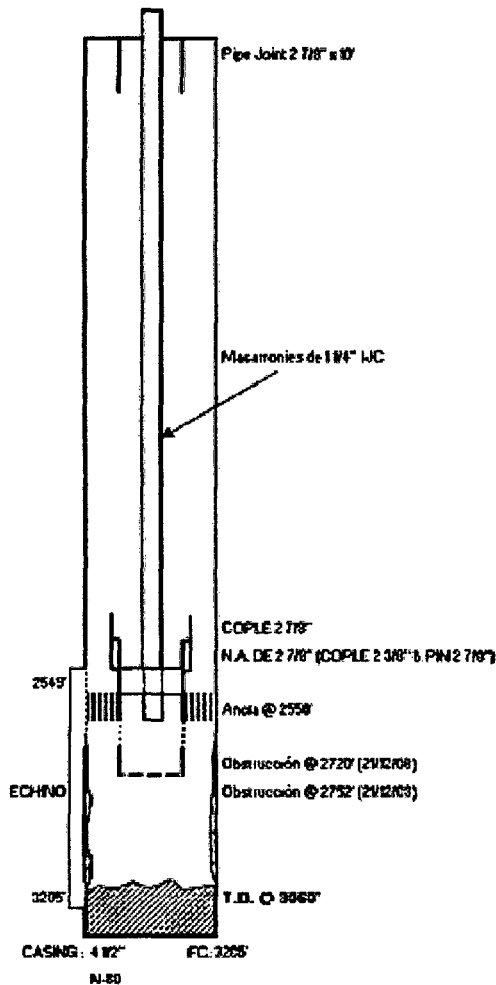


Fig.3.1 Números de intervenciones por tubing rajado por rozamiento

### Diseño requerido



Para efectos de balancear la unidad de bombeo, se calcula el efecto contrabalance y el torque máximo, se busca un diseño de varilla equivalente en peso al del macaroni con el fluido, se recomienda usar APIRod.

### **3.5.6. Ventajas del sistema**

- Reduce los tiempos de intervención, al no existir el tubing, los cambios de bomba, se realizan en una sola carrera.
- Aumenta la eficiencia del bombeo debido a la eliminación de la elongación elástica de la sarta de tubings durante el movimiento alternativo de la sarta de varillas y debido a la eliminación de la resistencia por fricción del fluido durante la carrera ascendente.
- Reduce la acumulación de sólidos debido a la mayor velocidad del fluido al pasar por una sección menor.
- Reduce las pérdidas de calor del fluido con los elementos circundantes lo cual disminuye la precipitación de parafinas.
- Eliminación de intervenciones por rotura de tubing y/o pesca de varillas debidas al desgaste por rozamiento entre varillas y tubing.
- Eliminación de las pérdidas de fluido por falla de las empaquetaduras del Te prensa.
- Disminución de los gastos de inspección no destructiva de tubing y varillas de bombeo.
- Eliminación del consumo de tubing.
- Reduce los costos de materiales de subsuelo.
- Controlar moderadamente los sólidos en suspensión que puedan aprisionar la bomba a través del uso de la bomba Hollow Valve modificada.

### **3.5.7. Desventajas del sistema**

- Limitación en profundidad debido a la tensión que soporta la tubería macarroni J55 (1" y 1 ¼").
- Se debe manejar el pozo a bajos strokes por minuto para disminuir la carga sobre el macarroni (particularmente sobre el primer macarroni usado como varillón).
- Limitación en la Tee-Prensa Hércules (solo se tiene en stock para varillón de 1 ¼") y el diámetro exterior de la tubería macarroni de 1 ¼" es de 1.66".
- Limitación en pozos con alto GOR (Bomba Hollow Valve modificada no es recomendable para el manejo de gas).
- Limitación en pozos con colapso u obstrucción en el casing, el cual imposibilita bajar ancla y/o centralizadores de tubing.

### **Recomendaciones:**

- Realizar un análisis de los esfuerzos máximos y mínimos antes de bajar una instalación tipo Slim Hole para poder realizar un buen diseño del sistema.
- Utilizar en el tope una tubería macarroni de 1 ¼" para poder aumentar las profundidades de trabajo de la bomba con este sistema y asegurar su operatividad.
- Realizar un análisis de agua a los pozos que trabajan con este sistema y a los futuros candidatos para poder determinar su tendencia a formar incrustaciones o corrosión que afectaría la instalación de subsuelo.
- Trabajar con un % de carga de la tubería macarroni menor a 100% para evitar futuras rupturas por fatiga, ya que esta tubería no está diseñada para cumplir con esta función de reciprocación del pistón de la bomba.
- Proponer una mayor dureza y mayor resistencia a la tensión del acero del macarroni de 1" y 1 ¼" ó adquirir varillas y varillones huecos para llegar a profundidades de hasta 7500'.
- Evaluar cual será la mejor manera de dejar suspendida el ancla en el fondo del pozo y evitar problemas en la maniobra de desenrosque de la tubería de maniobra con la instalación que quedara en el pozo.

### **3.6. EQUIPO RECOIL CAPTADOR DE GAS**

El Equipo RCG deberá cumplir los requerimientos de Petrobras de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- Una producción bruta máxima de 10 BFPD.
- Flujo de gas entre 5 y 10 MPCD.
- Profundidad máxima: 3200 pies.
- Casing de producción: superior a 4.5" (sin lana ranurada).

#### **Objetivo**

Mostrar resultados del cambio de sistema de Recoil Convencional a Recoil Captador de Gas.

### **3.6.1. Análisis Técnico**

El equipo Recoil es un sistema de extracción de petróleo que no utiliza accesorios convencionales, ya que su instalación se realiza sobre la superficie directamente del casing.

La extracción de petróleo, se realiza por medio de una manguera, que es transportada dentro del casing hasta la columna del fluido del pozo, en donde Luego de un cierto tiempo de espera, la manguera es llevada hasta superficie donde una bomba de vacío succionará el fluido acumulado y lo enviará a la línea de producción.

La manguera en su extremo final (en dirección hacia el pozo) contiene un contrapeso, que le ayuda a descender con mayor facilidad, por otro lado en su extremo inicial (en dirección hacia el equipo Recoil) está unida a un con cable de acero de 5mm.

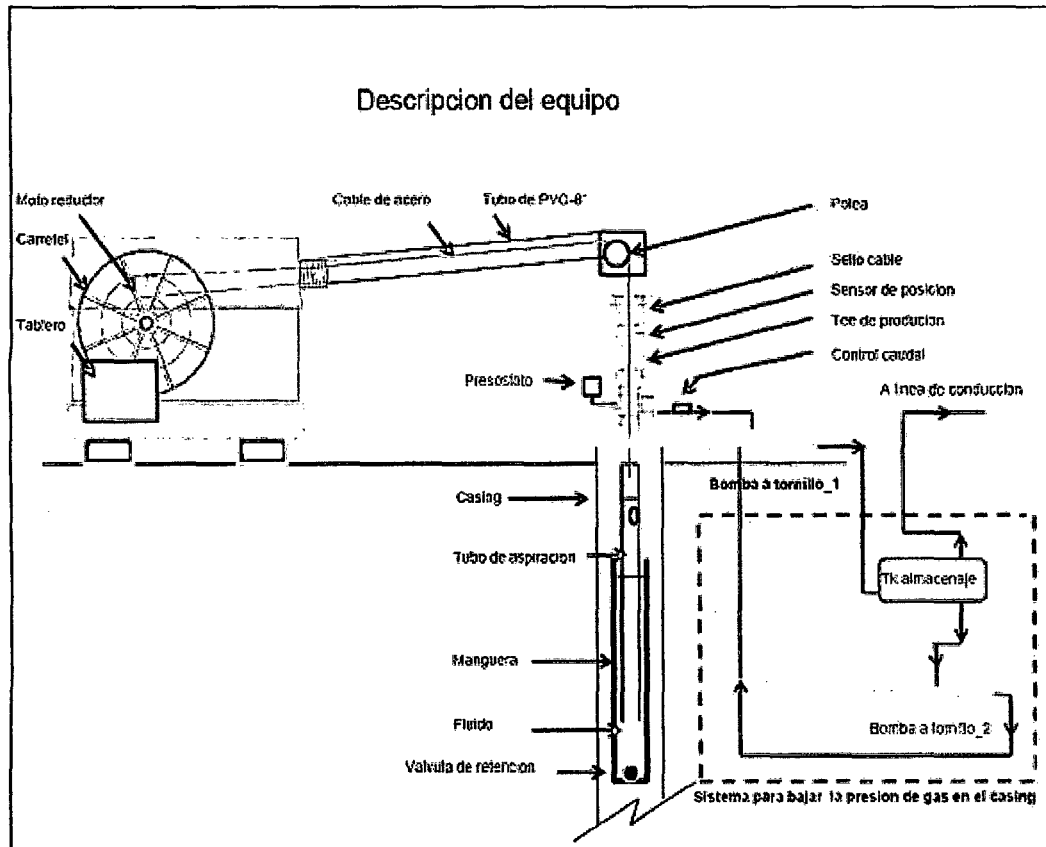
El cable de acero de 5mm está unido a un carretel y según el sentido de giro, del eje de salida del motoreductor acoplado al carretel, se obtendrá la carrera de ascenso o descenso del mismo.

El motoreductor es gobernado por un tablero de control eléctrico.

Basa su funcionamiento en los principios siguientes:

- Sistema de recuperación alternativo para pozos productores.
- Transporte mecánico mediante cable, cintas o fajas.
- Reducción mecánica de velocidad.
- Sistemas de control mediante tablero eléctrico / electrónico.

### 3.6.1.1. Partes del equipo RCG:



- Manguera de 2 ½" x 11m. con válvula de retención y con tubo de aspiración.
- Moto reductor.
- Carretel.
- Tablero.
- Cable de acero de 5mm.
- Tubo de PVC 8".
- Polea.
- Sello de cable.
- Sensor de posición.
- Tee de producción.
- Control de caudal.
- Bomba de Tornillo 1.

#### Sistema para bajar la presión de gas en el casing:

- Bomba a tornillo 2.
- Tanque de recirculación.
- Presóstato.
- Cerramiento para bombas.

### Descripción técnica:

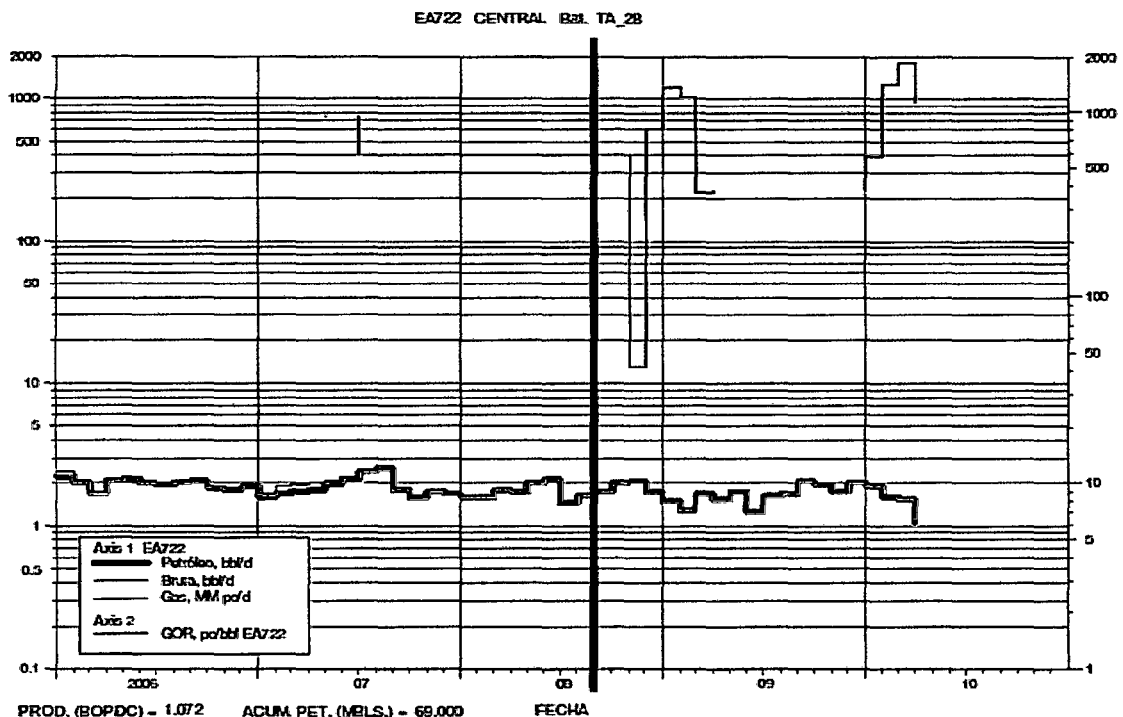
- Profundidad máxima de trabajo: 3200 pies
- Carga admisible del cable: 1200 Kg
- Diámetro del cable: 5 mm
- Longitud de la manguera: 11 metros
- Diámetro de la manguera: 2 ½ pulg.
- Potencia motor del reductor: 7.5 Hp
- Producción por carrera: 30 litros
- Producción aprox. Cada 24 horas: 10 - 12 BPD
- Sistema transferencia líquidos y gas: Bomba de tornillo
- Caudal bomba de transferencia: 12000 - 17000 ft<sup>3</sup>
- Potencia motor bomba: 7.5 Hp
- Presión admisible del equipo: Hasta 14 psi
- Presión máxima de descarga de la bomba: Hasta 80 psi

### 3.6.2. Primer Pozo con Equipo RCG

#### EA 722 TA-28:

El 02 de Julio del 2008 se instala el primer Equipo Recoil a cable con captación de gas donde el promedio de producción antes de la instalación fue de 2.29 BOPD y un promedio año 2010 de 1.71 BOPD.

La producción promedio de gas para el año 2010 es de 1.86 MPCD (0.33 BOE), con presiones promedio en casing de 0.00 PSI.



### 3.6.3. Segundo Pozo con Equipo RCG

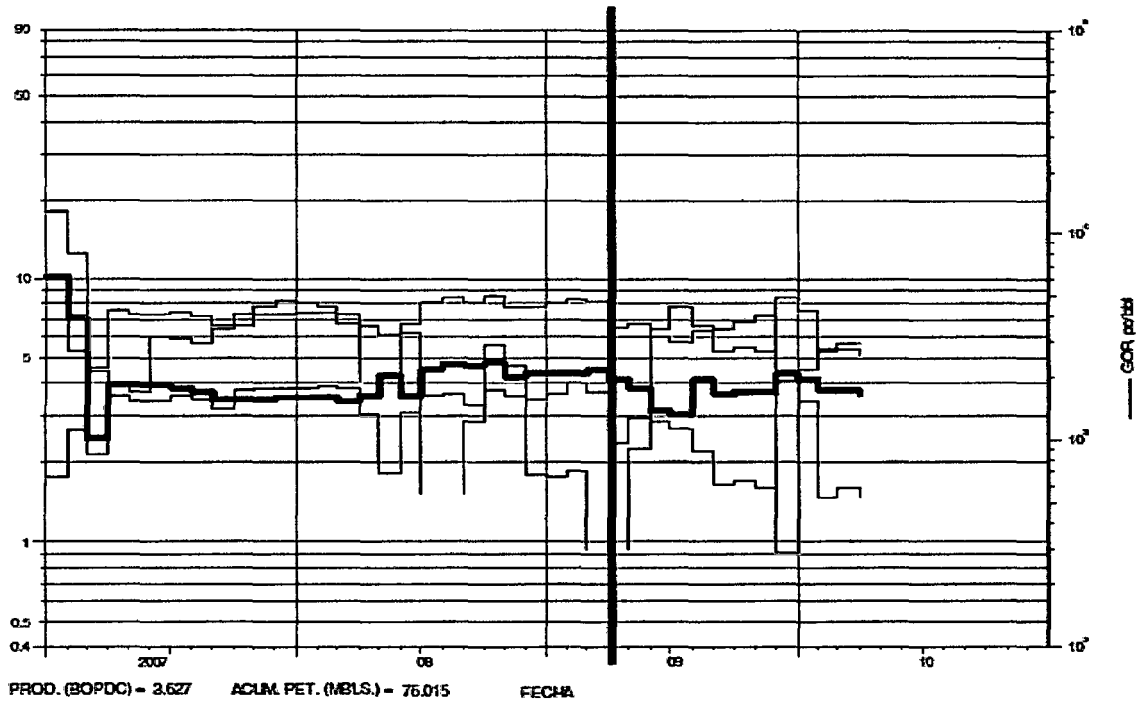
AA 9987 CA-22:

El 29 de abril del 2009 se instala el segundo Equipo RCG mejorado, promedio de producción antes de la instalación 5.10 BOPD y un promedio año 2010 de 4.82 BOPD.

La producción promedio de gas para el año 2010 es de 12.34 MPCD (2.20 BOE), con presiones promedio en casing de 20 PSI a 25 PSI.



Fig. 3.8 Pozo con Equipo con RCG





A continuación se muestran las diferencias con el primer equipo:

Descripción	1er Equipo RCG (Pz. EA 722)	2do Equipo RCG (Pz AA 9987)
Equipo	01 bomba de transferencia de fluido y gas asociado.	Kit de 02 bombas para transferir petróleo y gas hasta 300 m <sup>3</sup> .
Cabezal	Polea sin regulación para alineamiento de cable.	Polea con guidores para alineamiento de cable.
Tablero	Salida directa del PLC para alimentación eléctrica del freno.	Rele adicional externo para alimentación eléctrica del freno (evita tener que cambiar el PLC en caso de rotura).
	No posee función de contactor adicional.	Posee contactor adicional el cual ante cualquier falla del variador, si la manguera baja a más de 300 pies/min corta la energía automáticamente para evitar que la manguera caiga al fondo.
Tee prensa	Posee sensor en caja antiexplosiva.	Posee sensor Namur, especial para áreas clasificadas.
	Posee 01 sello de caucho.	Posee 01 sello principal y 03 sellos conicos adicionales.
	No posee tubo de bronce guía cable.	Posee tubo de bronce en la parte superior del tee prensa para guiar el cable.
Programa	Original.	Posee modificaciones para disminuir el tiempo del ciclo, aumentando la cantidad de carreras por día y la producción.



Fig. 3.9 Primer Equipo EA 722 TA-28

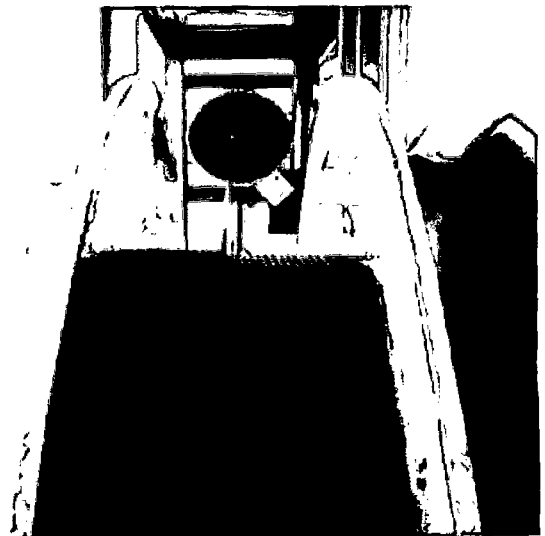


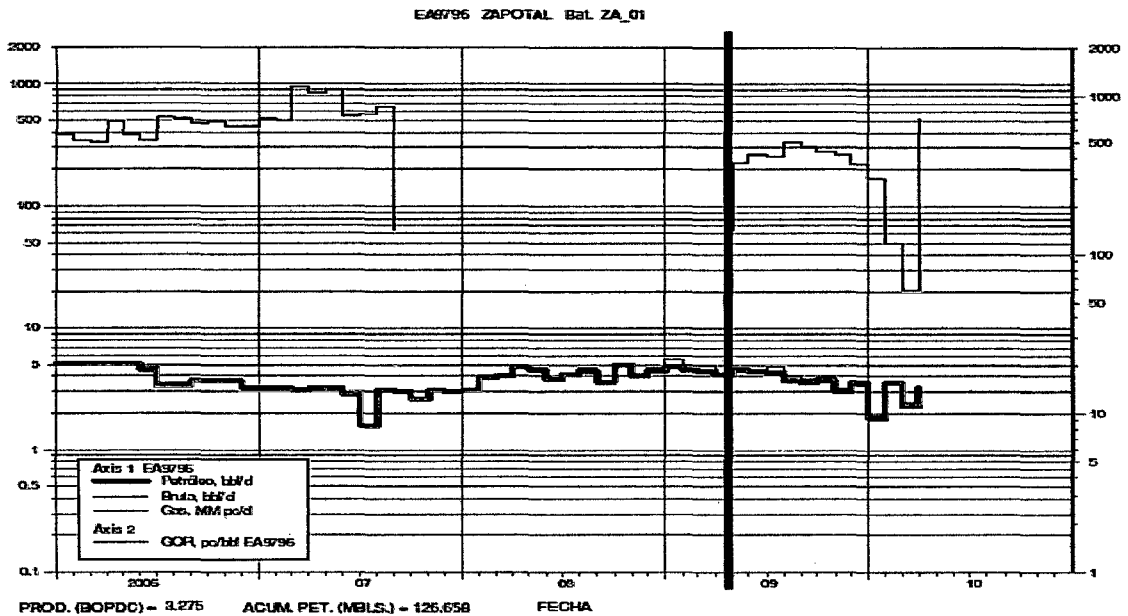
Fig.3.10 Nuevo Diseño RCG AA 9987 CA-22

### 3.6.4. Tercer Pozo con Equipo RCG

#### EA 9796 ZA-01:

El 19 de noviembre del 2009 se instala el tercer Equipo RCG mejorado, promedio de producción antes de la instalación 4.25 BOPD y un promedio año 2010 de 4.41 BOPD.

La producción promedio de gas para el año 2010 es de 1.86 MPCD (0.33 BOE), con presiones promedio en casing de 25 PSI a 35 PSI.

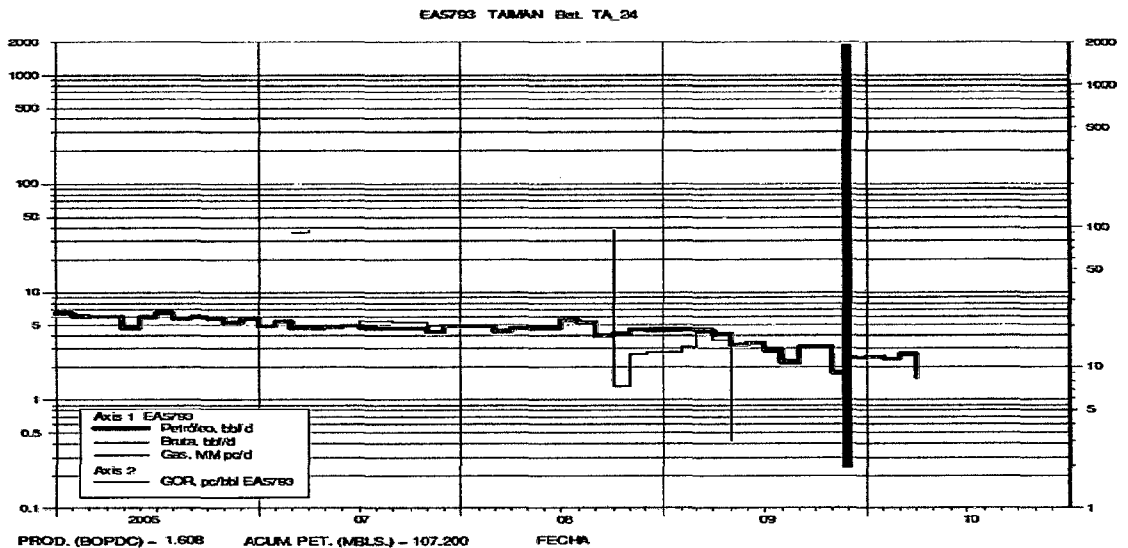


### 3.6.5. Cuarto Pozo con Equipo RCG

#### EA 5793 TA-24:

El 24 de noviembre del 2009 se instala el cuarto Equipo RCG mejorado, promedio de producción antes de la instalación 3.34 BOPD y un promedio año 2010 de 2.80 BOPD.

La producción promedio de gas para el año 2010 es de 0.00 MPCD.

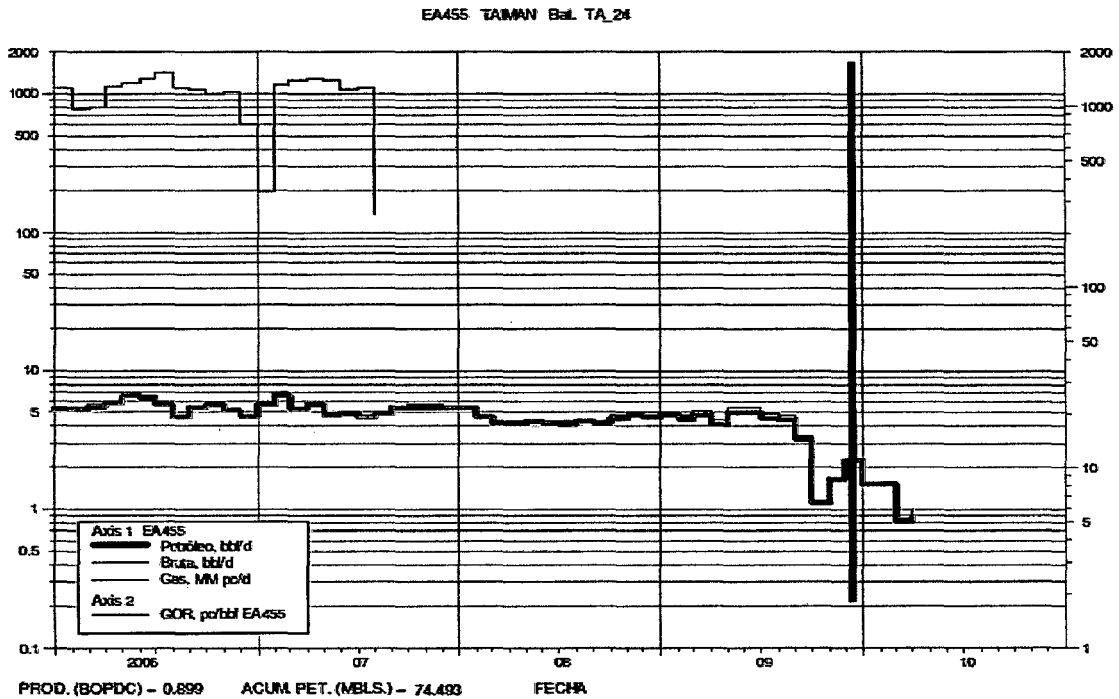


### 3.6.6. Quinto Pozo con Equipo RCG

#### EA 455 TA-24:

El 26 de noviembre del 2009 se instala el quinto Equipo RCG mejorado, promedio de producción antes de la instalación 1.68 BOPD y un promedio año 2010 de 1.10 BOPD.

La producción promedio de gas para el año 2010 es de 0.00 MPCD.

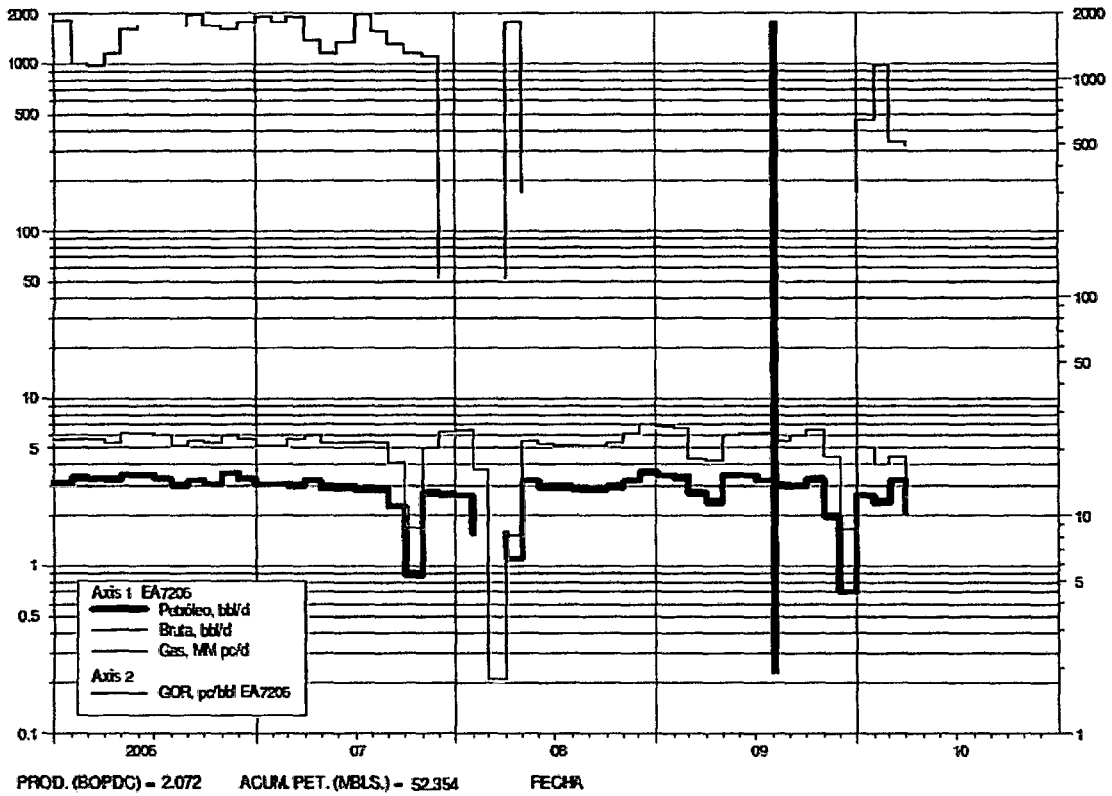


### 3.6.7. Sexto Pozo con Equipo RCG

#### EA 7206 PN-32:

El 02 de diciembre del 2009 se instala el sexto Equipo RCG mejorado, promedio de producción antes de la instalación 3.66 BOPD y un promedio año 2010 de 3.86 BOPD.

La producción promedio de gas para el año 2010 es de 1.54 MPCD (0.27 BOE), con presiones promedio en casing de 0 PSI a 10 PSI.



### 3.6.8 Cuadro Resumen Pozos con RCG

Pozo	Bateria	Fecha de Instalación	Producciones Promedio Antes de la Instalación		Producciones Promedio Después de la Instalación			Balance de Producción (BOPD)
			Petróleo (BOPD)	Gas (MPCD)	Petróleo (BOPD)	Gas (MPCD)	Total BOE (BOPD)	
EA 722	TA 28	02/07/2008	2.29	0	1.71	1.86	2.04	-0.25
AA 9987	CA 22	29/04/2009	5.1	0	4.82	12.34	7.02	1.92
EA 9796	ZA 01	19/11/2009	4.25	0	4.41	1.86	4.74	0.49
EA 5793	TA 24	24/11/2009	3.34	0	2.8	0	2.80	-0.54
EA 455	TA 24	26/11/2009	1.68	0	1.1	0	1.10	-0.58
EA 7206	PN 32	02/12/2009	3.66	0	3.86	1.54	4.13	0.47
								<b>1.51 BOPD</b>

El balance final de los 6 pozos con RCG es positivo (1.51 BOPD).

### **Recomendaciones**

- Previo a la instalación del equipo Recoil con captación de gas se deberá medir el flujo de gas con medidor portátil MERLA. Esta debe ser del orden de los 5 á 15 MPCD; para ello se coordinará con Seguimiento de Reservorios, Producción e IDE a fin de definir los mejores candidatos.
- Entregar datos técnicos de todos los equipos que posee el equipo RCG, donde mencionen rangos de operación máximos y mínimos.
- Entregar especificaciones de manejo de volumen de gas (capacidad) de las bombas de transferencia.
- Adaptar medidor de presión de casing, en los equipos Recoil convencionales candidatos a conversión para captar gas.
- Colocar bomba de transferencia de mayor capacidad con bomba de recirculo en pozos con historial de alto volumen de gas.
- Verificar cotas de línea de flujo para evitar aumento de presión en el anular del pozo.

### **3.7. USO DE BOMBAS DE SUBSUELO CON BARRIL LATÓN NICARB APLICADOS EN POZOS CON PROBLEMAS DE CORROSIÓN SEVERA.**

El presente tiene como objetivo la evaluación de barriles Latón Nicarb en bombas de subsuelo, como alternativa para reducir los problemas de corrosión severa en pozos del lote X, que presentan alto índice de pulling por corrosión.

Los problemas de corrosión localizada en barriles de subsuelo ocasionados por diversos agentes corrosivos presentes en los fluidos de producción (BSR, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>) se han convertido en un problema muy serio en las operaciones del Lote X incrementado el índice de pulling y elevando los costos de lifting.

El objetivo principal de los ensayos con esta nueva metalurgia es disminuir la frecuencia de servicios por fallas en los barriles de bombas de subsuelo que nos permita incrementar el tiempo de vida de la instalación, reducir los costos por tratamiento químico en pozos y reducir los costos por intervención con equipo de Pulling

Estos barriles fueron adquiridos a la Cía. Weatherford y llegaron a almacenes el Alto en el año 2005 como una alternativa para minimizar los problemas de corrosión localizada en barriles de bombas de subsuelo. Inicialmente su aplicación fue efectiva en bombas de 13½"x20'RW y 2"x20'RW para pozos respuesta de secundaria de las áreas de Laguna y Carrizo y que tenían alta

producción bruta con un alto índice de pulling por corrosión en barriles de bomba.

### **3.7.1. Definición General de los Barriles de Latón**

Los barriles Latón Nicarb (Brass Nicarb Arsenical Admiralty) que es el nombre comercial con el cual el proveedor denomina este tipo de barril es, de acuerdo a la norma API 11AX, un barril con una metalurgia tipo API E3, Carburo de Níquel compuesto sobre latón (Níquel carbide composite on brass) el cual consiste en un metal base de Latón Admiralty Inhibido (Inhibited Admiralty Brass) que debe tener un dureza de entre 80 – 100 HRB con un esfuerzo de fluencia mínimo de 50 Ksi y un recubrimiento interno de carburo de níquel con espesor de 0.0013" (0.033mm) como mínimo.

Aunque el proceso de recubrimiento del carburo de níquel y la dureza mínima del recubrimiento interno no están especificados en la norma esta dependerá del tipo del proceso de recubrimiento utilizado en cada planta.

### **3.7.2. Análisis Técnico**

De acuerdo a información suministrada por el proveedor el proceso de recubrimiento interno se realiza mediante un proceso de electrolisis química. Primeramente los barriles son acabados, pulidos y bañados interna y externamente incluyendo los hilos con un recubrimiento compuesto de Níquel duro y partículas de carburo de silicio con lo cual puede alcanzar una dureza de entre 72 – 75 HRC.

Durante la aplicación, las partículas de carburo de silicio actúan como área de contacto creando una superficie dura resistente a la abrasión. Por otro lado, el recubrimiento de Níquel tiene una resistencia superior al agua salada y a otros fluidos y medios corrosivos.

Para corrosión moderada el recubrimiento de carburo de níquel también está disponible sobre acero al carbono, el cual recibe el nombre de Steel Nicarb AISI 1026 Tubing (API tipo E1.) Ambos tipos de barril son fabricados en la Planta de Weatherford de Houston (EEUU)

Debido a estos beneficios estos barriles pueden ser utilizados para prevenir el efecto corrosivo de los fluidos del pozo sobre la bomba de subsuelo evitando la falla prematura por corrosión localizada.

Por su buen rendimiento a la corrosión se puede también obtener un ahorro en el gasto de bacheo de inhibidor de corrosión, pero no se recomienda eliminarlo pues hay otros componentes de la bomba que podrían corroerse, como el caso de algunos pozos (EA2089 CE10) los cuales han salido con el barril en buenas condiciones pero los fittings y demás accesorios han salido con corrosión severa.

Respecto a la resistencia a la abrasión, la dureza de su recubrimiento interno de (72 – 75 HRC) permite una adecuada resistencia a la arena y finos sin presentar un desgaste excesivo del barril por abrasión.

Esto, aunque esta aun en evaluación, está siendo corroborado en pozos nuevos y reparados con aporte de arena y finos como es el caso de los pozos EA8321 LA08 y EA8621 BA35 .

**Tabla 1: Pozos Ensayados con Barril Nicarb**

POZO	BAT	PET	AGUA	PROF. BBA	FECHA DE BAJADA	FECHA DE SACADA	DURACIÓN	N° local	BOMBA
EA 5852	LA 06	44	25	1330.00	12/04/2005	23/04/2008	1107.00	LX1752	25-200-RWAC-12-3-0
EA 2311	LA 06	27	87	8035.00	10/11/2005	16/07/2008	979.00	LX1870	25-200-RWAC-12-3-0
EA 2041	LA 08	2	22	1736.00	01/12/2006	CONTINUA A LA FECHA	728.00	LX1203	20-150-RWAC-20-5-0
EA 8321	LA 08	25	17	2246.00	08/04/2007	CONTINUA A LA FECHA	600.00	LX2130	20-150-RWAC-16-3-0
AA 1883	CA 23	7	0	4263.00	13/04/2007	CONTINUA A LA FECHA	595.00	LX2098	20-150-RWAC-10-3-0
AA 9144	CA 23	10	117	838.00	24/04/2007	CONTINUA A LA FECHA	584.00	LX2101	25-200-RWAC-20-4-0
AA 9001	CA 22	16	11	4449.00	09/02/2007	29/06/2008	506.00	LX2096	25-200-RWAC-20-5-0
EA 1343	LA 08	4	13	1605.00	05/09/2005	05/12/2006	456.00	LX1741	25-150-RWAC-20-5-0
EA 1343	LA 08	4	13	1605.00	28/02/2007	12/05/2008	439.00	LX0910	25-200-RWAC-16-5-0
AA 6013	CA 22	5	86	500.00	29/11/2006	13/01/2008	410.00	LX1189	25-200-RWAC-12-4-0
EA 7586	LA 06	20	55	1020.00	30/11/2005	01/11/2006	336.00	LX1213	25-150-RWBP-12-3-0-HV
EA 8621	BA35	9	1	4468.00	07/01/2008	CONTINUA A LA FECHA	326.00	LX2309	25-150-RWAC-16-5-0
EA 7152	ZA 04	14	2	5223.00	13/01/2008	CONTINUA A LA FECHA	320.00	LX2193	20-125-RWAC-12-3-0
EA10426	LA 06	9	4	4170.00	06/03/2008	CONTINUA A LA FECHA	267.00	LX1642	20-150-RWAC-12-3-0
EA 8266	TA 24	16	1	3905.00	28/03/2008	CONTINUA A LA FECHA	245.00	LX2365	20-125-RWAC-12-3-0
EA 8257	TA 28	8	1	3187.00	29/03/2008	CONTINUA A LA FECHA	244.00	LX2366	20-125-RWAC-12-3-0
EA 7701	TA 26	9	1	4118.00	31/03/2008	CONTINUA A LA FECHA	242.00	LX0492	20-125-RWAC-12-3-0
EA 8288	TA 27	11	3	4863.00	06/04/2008	CONTINUA A LA FECHA	236.00	LX2370	20-125-RWAC-12-4-0
EA 8414	BA 34	6	4	3564.00	02/05/2008	CONTINUA A LA FECHA	210.00	LX2386	20-125-RWAC-12-3-0
EA 7949	BA 34	6	3	3939.00	03/05/2008	CONTINUA A LA FECHA	209.00	LX0791	20-125-RWAC-12-3-0
EA 8234	TA 24	26	6	3831.00	05/05/2008	CONTINUA A LA FECHA	207.00	LX2387	20-125-RWAC-12-3-0
EA 8431	TA 27	swab	swab	2985.00	04/04/2008	26/10/2008	205.00	LX2371	20-125-RWAC-12-4-0
AA 6009	CA 22	18	78	622.00	09/05/2008	CONTINUA A LA FECHA	203.00	LX1961	25-200-RWAC-20-4-0
AA 128	CA 22	18	20	4728.00	18/05/2007	01/12/2007	197.00	LX2076	25-200-RWAC-20-5-0
EA 8197	OR-11	9	6	2320.00	21/05/2008	CONTINUA A LA FECHA	191.00	LX1222	20-125-RHAC-12-4-1
EA 8004	LA 06	63	80	1109.00	02/06/2008	CONTINUA A LA FECHA	179.00	LX1891	25-200-RWAC-12-3-0
AA 6013	CA 22	5	86	500.00	13/01/2008	08/06/2008	147.00	LX1826	25-200-RWAC-12-4-0
EA 7949	BA 34	6	3	3939.00	09/06/2007	21/10/2007	134.00	LX1856	20-150-RWAC-10-3-0
EA 1112	LA 08	12	76	1676.00	08/05/2005	18/09/2005	133.00	LX1707	25.150.RWTC.20.5.0
EA 1737	PN 32	18	33	6393.00	18/07/2008	CONTINUA A LA FECHA	133.00	LX0127	20-125-RHAC-12-5-4
EA 1571	LA 08	6	58	2006.00	26/07/2008	CONTINUA A LA FECHA	125.00	LX2096	25-200-RWAC-20-5-0
EA 8016	LA 06	44	48	1387.00	21/04/2008	15/08/2008	116.00	LX2311	25-150-RWAC-16-4-0
AA 6013	CA 22	5	86	500.00	08/06/2008	28/09/2008	112.00	LX2077	25-200-RWAC-12-3-0
EA 2089	CE 10	2	170	2172.00	30/08/2008	CONTINUA A LA FECHA	90.00	LX1752	25-200-RWAC-12-2-0
EA 1343	LA 08	4	13	1605.00	08/12/2006	28/02/2007	82.00	LX0623	20-150-RWAC-16-3-0
EA 2089	CE 10	2	170	2172.00	23/06/2008	30/08/2008	68.00	LX1826	25-200-RWAC-12-2-0
AA 9001	CA 22	16	11	4449.00	23/12/2006	10/02/2007	49.00	LX0910	25-200-RWAC-20-5-0
EA 8563	BA35	18	1	4472.00	09/01/2008	05/02/2008	27.00	LX2311	25-150-RWAC-16-5-0
EA 1724	TA 25	6	13	4152.00	09/02/2008	28/02/2008	19.00	LX0492	20-125-RWAC-12-4-0
EA 8004	LA 06	63	80	1109.00	18/05/2008	02/06/2008	15.00	LX2077	25-200-RWAC-12-3-0



**Tabla 2. Histórico de intervenciones con equipo de pulling por problemas de corrosión**

POZO	BAT	PROF. BOMBA	PET	AGUA	INTERVENCIONES DE PULLING POR PROBLEMAS DE CORROSIÓN								Total Serv.	FECHA DE BAJADA	DURACIÓN DIAS	ESTADO ACTUAL	
					2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008					
EA 2041	LA 08	1736	2	22		1		2	1				4	01/12/2006	728	Continua	
AA 9144	CA 23	838	10	117					1	1	1	1	4	24/04/2007	584	Continua	
EA 1737	PN 32	6393	18	33	1	1				1			3	18/07/2008	133	Continua	
AA 1883	CA 23	4263	7	0						WO	2		2	13/04/2007	595	Continua	
EA10426	LA 06	4170	9	4						1	1		2	06/03/2008	267	Continua	
AA 128	CA 22	4728	18	20						WO	2		2	18/05/2007	197	Salió	
EA 7949	BA 34	3939	6	3			1			WO	1		2	09/06/2007	134	Salió	
EA 1112	LA 08	1676	12	76				2					2	08/05/2005	133	Salió	
EA 2089	CE 10	2172	2	170							1	1	2	30/08/2008	90	Continua	
EA 2089	CE 10	2172	2	170								1	1	2	23/06/2008	68	Continua
EA 1724	TA 25	4152	6	13									2	09/02/2008	19	Salió	
EA 2311	LA 06	8035	27	87				WO	1				1	10/11/2005	979	Salió	
AA 6013	CA 22	500	5	86					1				1	29/11/2006	410	Salió	
EA 7586	LA 06	1020	20	55					1				1	30/11/2005	336	Salió	
EA 7152	ZA 04	5223	14	2								1		13/01/2008	320	Continua	
EA 8257	TA 28	3187	8	1						WO	1		1	29/03/2008	244	Continua	
EA 7701	TA 26	4118	9	1				1					1	31/03/2008	242	Continua	
EA 8288	TA 27	4863	11	3							WO	1	1	06/04/2008	236	Continua	
EA 7949	BA 34	3939	6	3			1			WO	1		2	03/05/2008	209	Continua	
EA 8197	OR-11	2320	9	6					WO	1			1	21/05/2008	191	Continua	
AA 6013	CA 22	500	5	86					1				1	13/01/2008	147	Salió	
AA 6013	CA 22	500	5	86					1				1	08/06/2008	112	Salió	
EA 5852	LA 06	1330	44	25									0	12/04/2005	1107	Salió	
EA 8321	LA 08	2246	25	17								WO	0	08/04/2007	600	Continua	
AA 9001	CA 22	4449	16	11									0	09/02/2007	506	Salió	
EA 1343	LA 08	1605	4	13									0	05/09/2005	456	Salió	
EA 1343	LA 08	1605	4	13									0	28/02/2007	439	Salió	
EA 8621	BA35	4468	9	1									WO	0	07/01/2008	326	Continua
EA 8266	TA 24	3905	16	1							WO		0	28/03/2008	245	Continua	
EA 8414	BA 34	3564	6	4							WO		0	02/05/2008	210	Continua	
EA 8234	TA 24	3831	26	6						WO			0	05/05/2008	207	Continua	
EA 8431	TA 27	2985	swab	swab							WO		0	04/04/2008	205	Salió	
AA 6009	CA 22	622	18	78									0	09/05/2008	203	Continua	
EA 8004	LA 06	1109	63	80									0	02/06/2008	179	Continua	
EA 1571	LA 08	2006	6	58									0	26/07/2008	125	Continua	
EA 8016	LA 06	1387	44	48									0	21/04/2008	116	Salió	
EA 1343	LA 08	1605	4	13									0	08/12/2006	82	Salió	
AA 9001	CA 22	4449	16	11									0	23/12/2006	49	Salió	
EA 8563	BA35	4472	18	1									WO	0	09/01/2008	27	Salió
EA 8004	LA 06	1109	63	80									0	18/05/2008	15	Salió	

**Comentarios:**

1. En 8 de los casos registrados se aprecia que luego del WO tenemos una intervención con pulling por problemas de corrosión (AA1883 CA23, AA128 CA22, EA7949 BA34, EA2311 LA06, EA8257 TA27, EA8288 TA27, EA8197 OR11).
2. Los pozos que presenta la raya negra son pozos nuevos. Aquí se observa que 4 de estos pozos presentan pulling por corrosión el año siguiente después del WO (EA8257 TA28, EA8288 TA27, EA8197 OR11.)
3. Existen 05 pozos perforados que tienen barril nicarb y que están siendo evaluados (EA8321 LA08, 8621 BA35, EA8266 TA24, EA8414 BA34, EA8234 TA24).

**Tabla. 3. Comparativo entre índice de Pulling por corrosión antes y después de la instalación del barril latón nicarb**

Pozo	Bat.	Prof. Bomba	Pet	Agua	Total Serv.	frecuencia anterior	Fecha de bajada	frecuencia después	Estado Actual	Duración días
EA 2041	LA 08	1736	2	22	4	1.00	01/12/2006	0	Continua	728
AA 9144	CA 23	838	10	117	4	1.00	24/04/2007	1	Continua	584
EA 1737	PN 32	6393	18	33	3	0.43	18/07/2008	0	Continua	133
AA 1883	CA 23	4263	7	0	2	2.00	13/04/2007	0	Continua	595
EA10426	LA 06	4170	9	4	2	1.00	06/03/2008	0	Continua	267
AA 128	CA 22	4728	18	20	2	2.00	18/05/2007	--	Salió	197
EA 1112	LA 08	1676	12	76	2	2.00	08/05/2005	--	Salió	133
EA 2089	CE 10	2172	2	170	2	2.00	30/08/2008	0	Continua	90
EA 1724	TA 25	4152	6	13	2	2.00	09/02/2008	--	Salió	19
EA 2311	LA 06	8035	27	87	1	1.00	10/11/2005	--	Salió	979
AA 6013	CA 22	500	5	86	1	1.00	29/11/2006	--	Salió	410
EA 7586	LA 06	1020	20	55	1	1.00	30/11/2005	--	Salió	336
EA 7152	ZA 04	5223	14	2	1	1.00	13/01/2008	0	Continua	320
EA 8257	TA 28	3187	8	1	1	1.00	29/03/2008	0	Continua	244
EA 7701	TA 26	4118	9	1	1	0.25	00/01/1900	0	Continua	242
EA 8288	TA 27	4863	11	3	1	1.00	06/04/2008	0	Continua	236
EA 7949	BA 34	3939	6	3	2	0.40	03/05/2008	0	Continua	209
EA 8197	OR-11	2320	9	6	1	1.00	21/05/2008	0	Continua	191
AA 6013	CA 22	500	5	86	1	0.33	13/01/2008	--	Salió	147
AA 6013	CA 22	500	5	86	1	0.33	08/06/2008	--	Salió	112
EA 5852	LA 06	1330	44	25	0	--	12/04/2005	--	Salió	1107
EA 8321	LA 08	2246	25	17	0	--	08/04/2007	evaluación	Continua	600
AA 9001	CA 22	4449	16	11	0	--	09/02/2007	--	Salió	506
EA 1343	LA 08	1605	4	13	0	--	05/09/2005	--	Salió	456
EA 1343	LA 08	1605	4	13	0	--	28/02/2007	--	Salió	439
EA 8621	BA35	4468	9	1	0	--	07/01/2008	evaluación	Continua	326
EA 8266	TA 24	3905	16	1	0	--	28/03/2008	evaluación	Continua	245
EA 8414	BA 34	3564	6	4	0	--	02/05/2008	evaluación	Continua	210
EA 8234	TA 24	3831	26	6	0	--	05/05/2008	evaluación	Continua	207
EA 8431	TA 27	2985	swab	swab	0	--	04/04/2008	--	Salió	205
AA 6009	CA 22	622	18	78	0	--	09/05/2008	evaluación	Continua	203
EA 8004	LA 06	1109	63	80	0	--	02/06/2008	evaluación	Continua	179
EA 1571	LA 08	2006	6	58	0	--	26/07/2008	evaluación	Continua	125
EA 8016	LA 06	1387	44	48	0	--	21/04/2008	--	Salió	116
EA 1343	LA 08	1605	4	13	0	--	08/12/2006	--	Salió	82
AA 9001	CA 22	4449	16	11	0	--	23/12/2006	--	Salió	49
EA 8563	BA35	4472	18	1	0	--	09/01/2008	--	Salió	27
EA 8004	LA 06	1109	63	80	0	--	18/05/2008	--	Salió	15

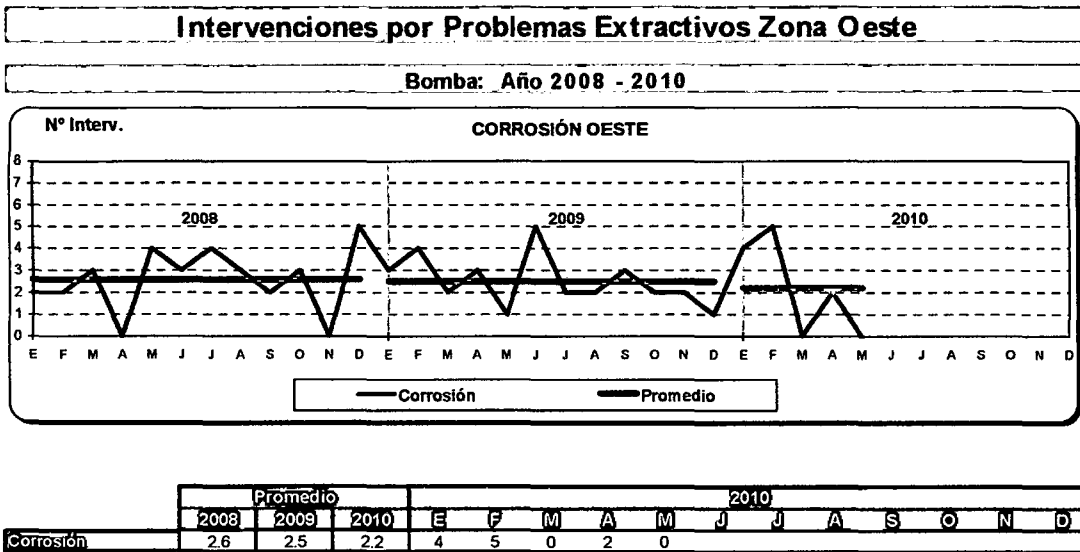
**Tabla 4. Pozos con problemas de corrosión severa candidatos a instalar Barril Latón Nicarb**

Item	Pozo	Bat.	Met	NA	Fecha de intervenciones con pulling por problemas de corrosión					Total	frecuencia
1	AA 1906	CA 21	SR	2046	06-Abr-05	28-Jun-07	28-Feb-08	26-Jun-08	24-Oct-08	5	0.625
2	AA 9163	CA 22	SR	1045	11-Ene-00	25-Abr-00	07-Jun-08	17-Sep-08		4	0.5
3	AA 9144	CA 23	SR	838	06-Mar-05	18-Feb-06	24-Abr-07	13-May-08		4	0.5
4	EA 7869	TA 25	SR	3437	09-Dic-06	27-Mar-07	17-Ago-07	22-Jun-08		4	0.5
5	EA 1761	TA 25	SR	4803	20-Nov-01	01-Nov-06	12-Sep-08			3	0.375
6	EA 1828	TA 25	SR	#N/A	22-Oct-03	15-Feb-05	09-Abr-06			3	0.375
7	EA 7283	TA 27	SR	4649	25-Oct-03	04-Feb-06	20-Feb-07			3	0.375
8	EA 6823	BA 34	SR	3234	08-Dic-05	29-Abr-07	14-Sep-08			3	0.375
9	AA 6396	CA 21	SR	4951	03-Mar-01	19-Abr-01	17-Jul-04			3	0.375
10	AA 109	CA 22	SR	4251	26-May-06	27-Ago-07	06-Ago-08			3	0.375
11	AA 9174	CA 22	SR	1117	06-Ene-05	04-Feb-07	11-Abr-08			3	0.375
12	AA10017	CA 22	SR	3253	04-Abr-05	12-Ene-06	26-Oct-06			3	0.375
13	AA 2172	CA 23	SR	566	05-Ene-03	29-Sep-05	16-Abr-08			3	0.375
14	AA 9102	CA 23	SR	4461	10-Feb-05	11-Sep-05	16-Feb-06			3	0.375
15	EA 2041	LA 08	SR	1736	19-Dic-02	13-Feb-04	31-Mar-05			3	0.375
16	EA 2393	LA 08	SR	2086	22-Abr-03	30-Ago-04	24-Jun-05			3	0.375
17	EA10306	LA 08	SR	2830	02-Jun-04	19-Ago-04	01-Mar-07			3	0.375
18	EA 9644	OR 11	SR	3865	16-Oct-03	14-Jul-05	05-Jul-08			3	0.375
19	EA 9613	OR 12	SR	3720	08-May-07	24-May-08	27-Sep-08			3	0.375
20	EA 1737	PN 32	SR	6393	02-Nov-01	12-Abr-02	03-Sep-06			3	0.375
21	EA 6006	PN 32	SR	6701	16-Abr-02	29-Oct-06	05-Mar-08			3	0.375
22	EA 6602	PN 32	SR	3591	10-Nov-01	07-Jun-08	23-Ago-08			3	0.375
23	EA 2358	ZA 02	SR	2952	02-Ago-01	19-Dic-03	26-Mar-05			3	0.375
24	EA 7117	ZA 02	SR	7187	18-Sep-03	23-Nov-04	11-Ene-06			3	0.375

### Recomendaciones

1. Asignar un Job especial para seguir implementando el uso de Barriles Latón Nicarb en pozos con corrosión severa, debido al alto costo que tiene. Actualmente se están cargando todos los costos a cuentas de gastos y a los job cost de cada pozo lo cual hace incrementar la cuenta de gastos.
2. Gestionar el ensayo de barriles Steel Nicarb y barriles Brass Chromo plated como opción a bajar en pozos con corrosión severa a moderada. Evaluar el costo.
3. Continuar instalando Barriles Latón Nicarb en pozos con corrosión severa y continuar con el seguimiento de su performance.
4. De ser posible armar bombas con barril nicarb o steel nicarb en los 24 pozos candidatos a medida que se les vaya interviniendo para reducir la frecuencia de pulling por problemas de corrosión en bomba.
5. Gestionar la adquisición de similares metalurgias con otros proveedores de bombas de subsuelo (harbison fisher, axelson, bolland) y efectuar comparativas para evaluar el mejor rendimiento.
6. Efectuar evaluación del costo ahorrado por reducción del tratamiento químico en pozos que tienen bombas con barril nicarb.

Estos barriles ayudo a disminuir el índice de pulling en la Zona Oeste, principalmente donde se encuentran los proyectos de perforación.



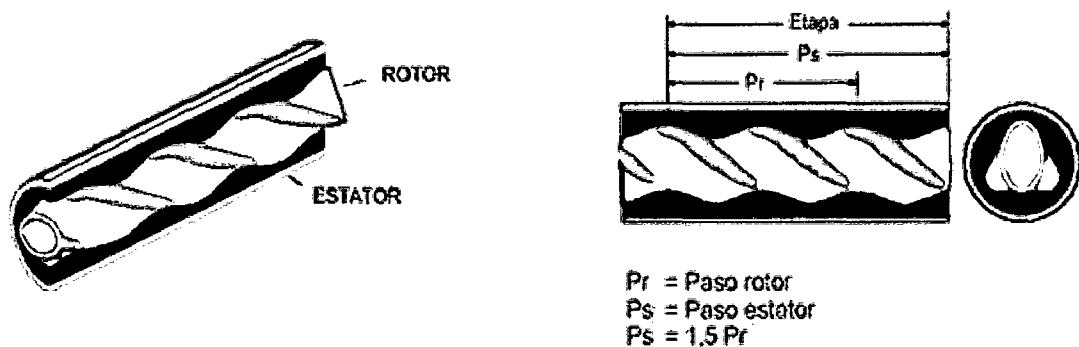
### 3.8. BOMBA DE CAVIDAD PROGRESIVA MULTILOBULAR

Los sistemas multilobulares son utilizados principalmente en motores hidráulicos de fondo para las aplicaciones de perforación de pozos. Ellos pueden desplazar altas tasas de flujo a velocidades relativamente bajas, por lo que pueden alcanzar mayores potencias de salida.

En base a este concepto, bombas de geometría multilobular son utilizadas en aplicaciones de producción de pozos.

Las bombas multilóbulos son elaboradas de un rotor con  $L_r$  hélices insertadas dentro de un estator con  $L_s = L_r + 1$  hélices. En una sección transversal, tanto el rotor como el estator están definidos externamente como curvas onduladas en permanente contacto, siendo cada hélice correspondiente a un lóbulo.

La relación entre el paso del rotor  $P_r$  y el paso del estator  $P_s$  es igual a la relación de lóbulos por lo que siempre se cumple la relación  $L_r/L_s = P_r/P_s$ .



### 3.8.1. Ventajas

- Para bombas con igual diámetro externo se obtendrá mayor área de flujo transversal a medida que el número de lóbulos del rotor es mayor, lo que incide directamente en la capacidad de desplazamiento.
- Menores valores de excentricidad “e” lo cual disminuye el desbalance del rotor y la vibración de la bomba (aunque la velocidad angular del mismo aumenta linealmente con el número de lóbulos del rotor).
- Menor presión diferencial por cavidad debido a un mayor número de líneas de contacto entre el rotor y estator. Por otra parte, para bombas de igual longitud, es posible incrementar la capacidad de levantamiento a medida que se aumenta el número de lóbulos.
- Para las mismas condiciones de flujo, la bomba multilóbulos trabajará a menores velocidades. Por otro lado, el torque de fricción será mayor debido a que existen más puntos de contacto entre rotor y estator.

A pesar de las múltiples ventajas que estas bombas tienen en cuanto a la capacidad volumétrica y ventajas dimensionales, los parámetros operacionales de torque y potencia requeridos han limitado su rango de aplicaciones ya que, en muchos casos, no es posible proveer de forma económica esos requerimientos.

Adicional a ello, el efecto de vibración se toma un nuevo parámetro a tomar en cuenta, sobre todo cuando se trabaja a altas velocidades, por lo que, las altas capacidades volumétricas se ven limitadas por la velocidad de operación máxima de esos sistemas, siendo riesgoso trabajarlos a más de 400 RPM.

En base a ello, se desarrolló la tecnología multilobular basada en hipercicloides en vez de hipocicloides. Con este desarrollo, es posible obtener una geometría más apropiada que reduce los efectos de fricción entre rotor y estator, amplía el área de flujo y reduce el volumen de goma del estator, sin violar ninguno de los principios de engranajes helicoidales, multilobular modificada. La ventaja principal de esta nueva

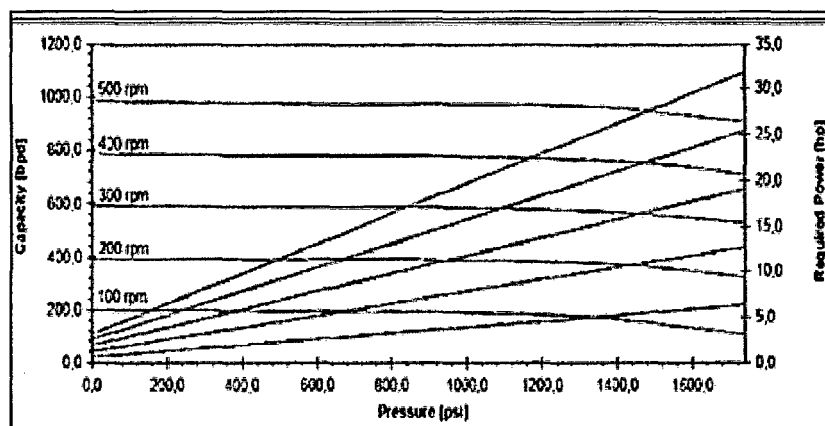
geometría consiste en la reducción de la masa elastomérica con lo cual se minimiza el efecto de ensanchamiento del mismo debido a la reacción tanto química como térmica.

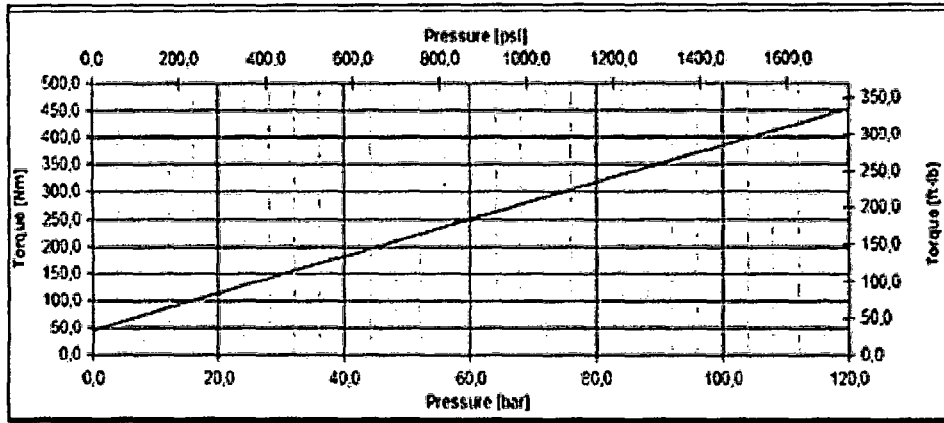
Debido a que el ensanchamiento del elastómero consecuencia de un incremento porcentual constante, al tener una distribución más homogénea y, al mismo tiempo, menor volumen de goma, la reducción del área de flujo en la geometría multilobular modificada será menor que en el caso de la geometría Moineau (un 12% respecto a la geometría 2:3 y un 45% respecto a la geometría 1:2), aún en condiciones de operación.

Adicionalmente, el ajuste rotor estator sufrirá menor superposición con lo cual se reducirá la fricción entre ambas piezas y, en consecuencia, se generará menos calor debido a este efecto, alargando con ello el tiempo de vida útil de la bomba. Por otro lado, el menor ajuste por interferencia permitirá operar la bomba con menor torque de fricción siendo esto beneficioso desde el punto de vista de requerimiento de energía (potencia) y de la reducción de la vibración.

En líneas generales, se puede decir que la aplicación de bombas con geometría multilobular modificada ha alargado el tiempo de vida útil de los equipos de un 15% a un 25% sobre todo en aquellos sistemas que trabajan a velocidades menores a 300 RPM y que manejan fluidos con viscosidades promedio de 10 a 500 cp.

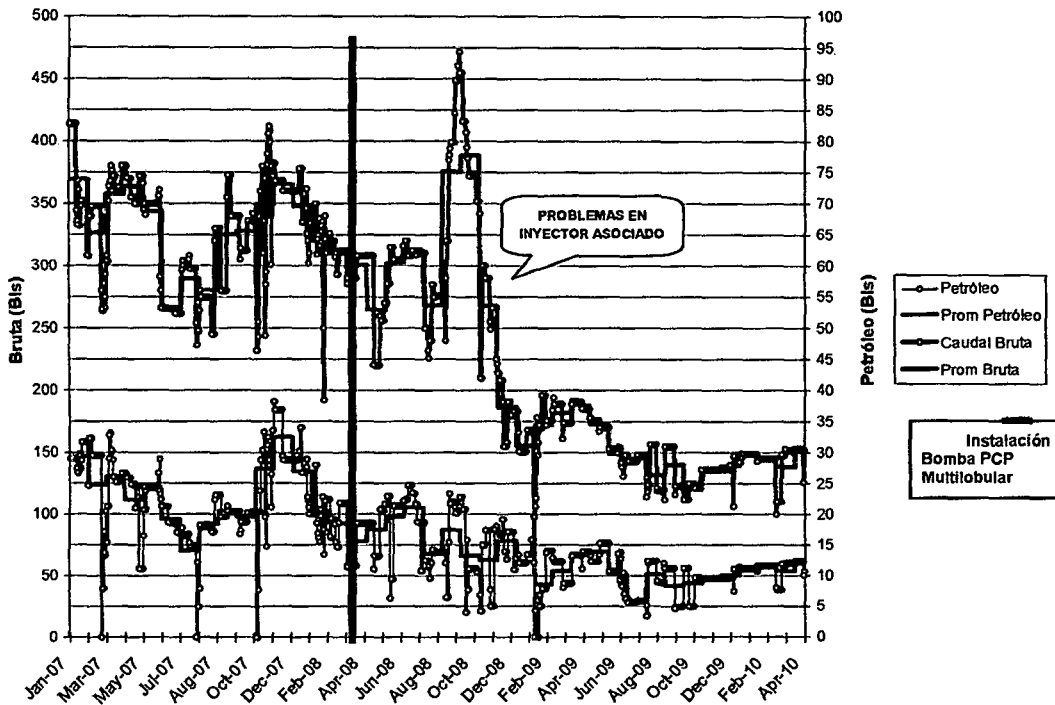
### 3.8.2. Bomba Multilobular Modelo: NTZ 278-120DT32





### 3.8.3. Curva de Producción Pozo AA 1999 CA-22

Antes de la instalación de la Bomba Multilobular (Caudal, RPM y Sumergencia):



## Frecuencia de Intervenciones

Año	N° Interv.	Fecha	Causa
2010	0		
2009	1	29/01/09	Varillón roto
2008	3	05/09/08	Estator picado por corrosión (se mejoró diseño de bomba multilobular)
		05/06/08	Cambio de Cabezal PCP (eje de piñon roto)
		07/04/08	Tubo rajado por rozamiento (Se colocó tubería Polycore)
2007	6	01/11/07	Mejora extractiva. Cambio de bomba simple lobular a multilobular
		11/09/07	Pin de tubo rajado por rozamiento @ 310' (tbg # 10)
		26/07/07	Tubos rajado por rozamiento @ 24' del pin
		22/05/07	Tubos rajado por rozamiento @ 169'
		25/02/07	Tubos rajado por rozamiento
		21/02/07	Tubos rajado por rozamiento
2006	2	24/11/06	Tubos y coples picados por corrosión
		16/07/06	Cambio de Diseño de BM @ BCP

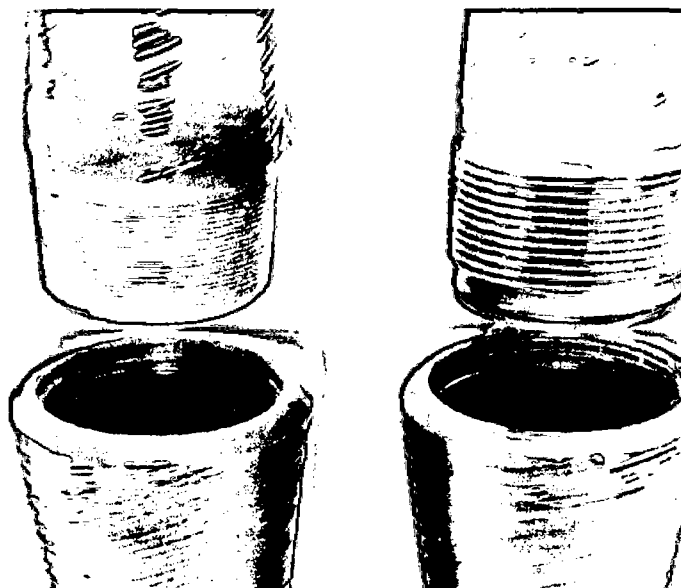


## **CAPITULO IV:**

### **NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA ADQUIRIR Y/O ADECUARLAS AL LOTE X**

#### **4.1. Epoxi Reforzado con Fibra de Vidrio (ERFV) Para Pozos Productores**

Tubing construido de Resina Epoxi Reforzado con Fibra de Vidrio ERFV. Apta para la conducción de fluidos bajo presión, conexión con extremos Macho-Hembra, de 4 hilos por pulgada con o'ring (4RD rosca Premium, Integral Joint) o 8 hilos por pulgada EUE según especificación API 5B, en largos de 9 metros el tubo, de diferentes diámetro y para diferentes presiones de diseño.



**Fig 4.1 Tubing Construido con ERFV**

#### 4.1.1. Especificaciones Técnicas

Diámetro Nominal (in)	Numero DH	Diámetro Extremo Nominal (in)	Diámetro Interno Nominal (in)	Espesor de Pared Nominal (in)	OD Box Nominal (in)	Peso (Lbs/pie)
2 3/8	DH 1500	2.31	1.95	0.180	3.35	1.15
	DH 2000	2.39	1.95	0.220	3.45	1.45
	DH 2500	2.50	1.95	0.275	3.55	1.72
	DH 3000	2.57	1.95	0.310	3.65	2.04
	DH 3500	2.61	1.95	0.330	3.70	2.18
2 7/8	DH 1500	2.86	2.48	0.190	4.00	1.55
	DH 2000	2.94	2.48	0.230	4.20	1.85
	DH 2500	3.08	2.48	0.300	4.40	2.40
	DH 3000	3.18	2.48	0.350	4.50	2.80
3 1/2	DH 1200	3.36	2.98	0.190	4.50	1.75
	DH 1500	3.44	2.98	0.230	4.70	1.90
	DH 2000	3.54	2.98	0.280	4.85	2.65
	DH 2500	3.60	2.98	0.310	4.90	2.90

Diámetro Nominal (in)	Numero DH	Presión Interna de Operación (PSI)	Presión Externa de Colapso (PSI)	Carga Axial x 10 <sup>3</sup> (Lbs)	Carga Axial en Hilos (Lbs)
2 3/8	DH 1500	1,500	1,500	10.0	50,000
	DH 2000	2,000	2,000	12.0	50,000
	DH 2500	2,500	2,500	14.0	50,000
	DH 3000	3,000	3,000	16.0	50,000
	DH 3500	3,500	3,500	17.0	50,000
2 7/8	DH 1500	1500	1500	12.0	60,000
	DH 2000	2000	2000	15.0	60,000
	DH 2500	2500	2500	20.0	60,000
	DH 3000	3000	3000	22.0	60,000
3 1/2	DH 1200	1200	800	14.0	70,000
	DH 1500	1500	1000	16.9	70,000
	DH 2000	2000	2000	21.0	70,000
	DH 2500	2500	2500	26.0	70,000

#### 4.1.2. Ventajas

- Aproximadamente ¼ del peso de tubing de acero.
- No requiere adhesivos.
- Características superiores al flujo.
- Tratamiento de hilos antiengrane.
- Excelente resistencia a la corrosión.
- Larga vida de servicio.
- Bajo costo de instalación.
- Puede ser instalado usando herramientas convencionales.

Las características del fluido a ser transportado determina el tipo de resina a usar en la confección del tubing. Es ideal para la mayoría de aplicaciones en campos petroleros, acepta una concentración de 37% de HCL.

Puede también ser usado con fluidos contaminantes como el CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, o en condiciones de presiones y temperaturas altas (212°F).

Es compatible con las herramientas de subsuelo (ancla, packer, etc.). La tubería ERFV debe estar siempre en tensión nunca en compresión.

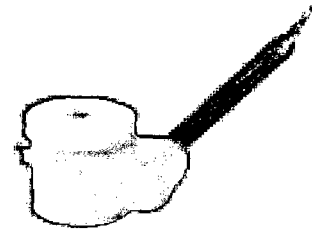
#### 4.2. ROTADORES DE VARILLAS Y TUBING

Ante la necesidad de incrementar la vida útil de la tubería de producción, maximizar las utilidades y disminuir los costos por intervención con equipo de Pulling, se recomienda el uso de rotadores de tubing y varillas.

- **Ventajas Rotador de Varillas**

El desgaste se distribuye por igual entre las varillas las cuplas y la bomba.

Elimina la parafina del interior de la tubería cuando se usa con centralizadores adecuados.



- **Ventajas Rotador de Tubing**

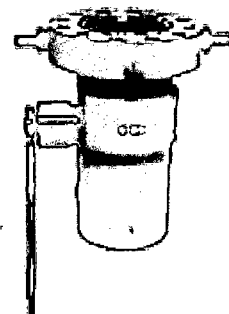
Proporcionan el giro continuo y lento de la tubería para la óptima distribución del desgaste.

Hay modelos disponibles para bombas alternativas y de cavidad progresiva.

Vida de servicio sustancialmente extendida para la tubería de producción.

No requieren fuente alguna de alimentación eléctrica.

Hay disponibles diseños de alta temperatura.

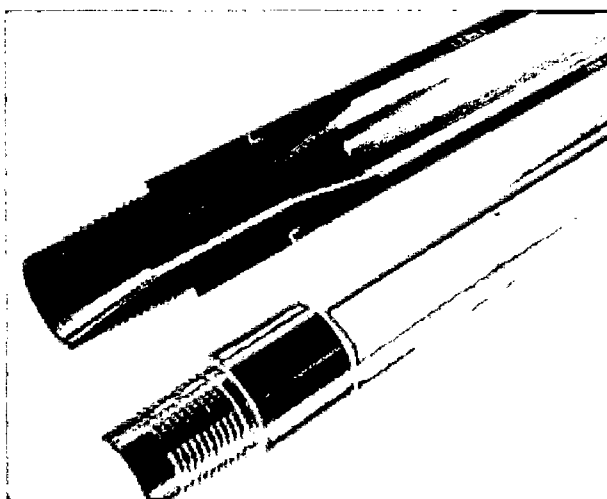


#### 4.3. Varillas Hueca

Diseñada para su utilización con torques medios en pozos no corrosivos o efectivamente inhibidos.

Permite inyectar por su interior diluyentes, inhibidores de corrosión u otros fluidos.

Se puede utilizar en pozos con bombas alternativas y de cavidad progresiva.



**Fig.5.1 Varillas Hueca**

### **Ventajas de la Varilla Hueca**

- Elimina las fallas prematuras por rotura de pines de varillas causadas por sobre torque durante la operación del pozo.
- Permite operar bombas de alto caudal (superior 600bpd) en forma confiable a altas profundidades (más de 3,600 ft).
- Reduce la fricción entre varillas y tubing por el diseño de su unión flush. La fricción localizada en cuplas y tubing de las varillas de bombeo convencionales ocasiona importantes costos operativos debido a roturas en la tubería de producción. Esto no ocurre con las varillas huecas, ya que se elimina el cambio brusco de geometría en las uniones de las varillas y eso permite una mejor distribución de las cargas de rozamiento.
- Reduce 30-50% los costos de instalación iniciales para extraer idénticos caudales en sistemas de bombeo mecánico o electro-sumergible (BES).
- Reduce los costos de instalación y operativos para la inyección de diluyentes en la producción de crudos pesados y extra pesados (respecto a capilares).
- Aumenta la efectividad en la inhibición de corrosión.
- Reduce los problemas de manipuleo: PCPRod® no requiere herramientas especiales de montaje y se puede instalar rápidamente (una sarta de 1,000 mts requiere de 3 a 5 horas aproximadamente).
- Reduce el efecto del backspin en PCP (giro inverso de la bomba al detenerse). Esto facilita el redimensionamiento del cabezal de superficie.

#### 4.4. OTRAS TECNOLOGÍAS A CONSIDERAR

➤ **Tubería Polycore de 2 3/8" & 3 1/2"**

Después de los resultados obtenidos con la tubería Polycore de 2 7/8" se está comprando tubería Polycore de 2 3/8" y 3 1/2" la cual se encuentra en proceso de licitación.

➤ **Linear Rod Pump (LRP)**

A la espera de la instalación de 01 equipo LRP en la Cia. Interoil para evaluar la posibilidad de adquirir equipos similares.

➤ **Poleas Reductoras (Eje Intermedio)**

A la espera de la aprobación del JOB (Optimización del Índice de Pulling) para enviar a concurso la fabricación de ejes intermedios. Se adjunta informe.

Contribuir con prácticas que optimicen la Operación del Sistema de Bombeo Mecánico mediante la utilización de poleas reductoras.

Esta metodología es planteada por IDE-IDP, con el propósito de minimizar problemas de rozamiento y mejora de condiciones de operación de la bomba de subsuelo en pozos del Lote X.

En campos petroleros maduros como el Lote X, se cuenta con pozos en donde su producción está bastante por debajo de la capacidad de extracción de la bomba de subsuelo. Para reducir las consecuencias de éste sobre-dimensionamiento de la capacidad de extracción de la bomba de subsuelo se reduce las horas de trabajo de las unidades de bombeo (dejando al pozo recuperar nivel de fluido), la carrera y los golpes por minuto (GPM) hasta donde físicamente sea posible.

En pozos con motores eléctricos es necesario setear bien el dispositivo "timer" fijando los tiempos de trabajo y reposo evitando los periodos indeseables de "pump off".

En pozos con motores a gas (que se tiene en número de 126) los periodos de trabajo y parada se efectúan manualmente con la intervención del multitareas. Situaciones de fuerte golpe de fluido repercuten los efectos en la bomba de subsuelo, varillas y equipo de superficie, acortando su vida útil.

Un inconveniente adicional de éste sobre-dimensionamiento es no poder realizar pruebas de producción a caudales variables y obtener el performance productivo de cada pozo (Inflow Performance Relationship).

Para superar los problemas mencionados, se plantea utilizar Poleas Reductoras, instaladas entre el motor y la unidad de bombeo.

- **Equipo de Superficie**

Reduciendo los G.P.M de acuerdo al aporte de fluido de un pozo y manteniendo un llenado de la bomba de subsuelo por encima del 65%, reducirá o eliminará las cargas erráticas en las varillas y mantendremos una producción uniforme. Esta disminución de la velocidad de succión de la bomba de subsuelo evitará que un exceso de gas fluya dentro de la tubería de producción.

Eliminaremos de ésta forma el “cabeceo” de gas (producción de líquidos por expansión de las burbujas de gas).

Si el peso del fluido sobre el pistón fuera constante y la elasticidad de las varillas fuera mejor controlada, entonces el pistón retornaría continuamente al mismo punto del fondo en cada GPM (longitud de la carrera efectiva en subsuelo constante). A más bajos GPM se tendrá mayor tiempo para que la separación del gas con el líquido se realice en el espacio anular en vez de causar interferencia en la bomba de subsuelo. Esto mantendría a la unidad bombeando constantemente sin ajustes adicionales en superficie.

- **Análisis de los Niveles de Fluido y Registros Dinamometricos**

En la gran mayoría de cargas dinamométricas se observan pobres áreas de trabajo de las bombas ( golpes de fluido y bloqueos por gas). Para evitar que las bombas de subsuelo sigan trabajando con llenados parciales, se detiene la Unidad de Bombeo por periodos que permitan incrementar el nivel de fluido por encima de la bomba.

Esté método de trabajo disminuye el acelerado deterioro de las bombas de subsuelo, pero se pierde producción debido a que el incremento del nivel de fluido genera una contrapresión hacia la formación productiva disminuyendo su caudal de aporte al hueco del pozo.

Al tener periodos prolongados de parada se generan zonas estancas favorables a la formación de carbonatos o zonas favorables de corrosión por BSR. Por otro lado, en pozos que producen con suciedad, al parar el pozo, la suciedad puede decantar y aprisionar el pistón en el barril al reiniciar su trabajo.

Para menores GPM, la tubería de producción se mantiene llena de líquido con muy poco gas fluyendo hacia la superficie.

Consecuentemente la longitud de las varillas son más uniformes a cada golpe y el peso resultante sobre el varillón pulido es más uniforme y bajo que antes de reducir los GPM.

- **Determinación de los GPM Requeridos**

La ecuación usada para predecir la producción de barriles de fluido por día (BPD) conociendo la constante de la bomba (PC) (se encuentra en los manuales de manufactura de la bomba de subsuelo) los GPM y la longitud del golpe en el fondo del pozo (LGF) es:

$$\text{BPD} = \text{PC} \times \text{GPM} \times \text{LGF} \dots\dots (1)$$

GPM : golpes / min

LGF : longitud (pulg.) de la carrera en el fondo

PC : (pulg x min) x B/D

Asumiendo que la longitud de la carrera en subsuelo es similar a la longitud de carrera en superficie (por los bajos GPM), la ecuación utilizada sería:

$$\text{BPD} = \text{PC} \times \text{GPM} \times \text{LGS} \dots\dots\dots (2)$$

LGS : long. (Pulg.) de la carrera en superficie

Como la producción del pozo es conocida, así como el escurrimiento de la bomba, la ecuación usada para predecir los GPM requeridos se escribe:

$$\text{GPM} = \text{BPD}^* / (\text{PC} \times \text{LGS}) \dots\dots (3)$$

El objetivo de eficiencia deseado es del 65%. Esto podría resultar en un sobre recorrido del 35% el cual compensaría las variaciones de aporte de la formación.

Por lo tanto:

$$\text{BPD}^* = \text{BPD} / 0.65$$

- **Diseño del Dispositivo Reductor de GPM: Determinación de la Relación de diámetros**

El dispositivo mecánico que reduce los GPM consta de un doble arreglo de poleas, es decir una polea doble en el medio de la polea de unidad y la polea del motor.

Los diámetros de esta doble polea adicional estarán en función a los cálculos que se realicen para determinar los GPM requeridos para producir determinados volúmenes de fluido.

$$\text{GPM} = \text{RPM} \times \text{Fr} \times \text{d}/\text{D} \dots \dots \dots (1)$$

(1) Ecuación en un arreglo convencional de poleas.

$$\text{GPM} = \text{RPM} \times \text{Fr} \times \text{d1}/\text{D} \times \text{d}/\text{D1} \dots \dots \dots (2)$$

(2) Ecuación en un doble arreglo de poleas.

Entonces la relación de diámetros de la doble polea será:

$$\text{d1}/\text{D1} = \text{GPM} \times \text{D}/\text{d} \times 1/(\text{RPM} \times \text{Fr}) \dots \dots \dots (3)$$

Donde:

D: Diámetro de la polea de la unidad

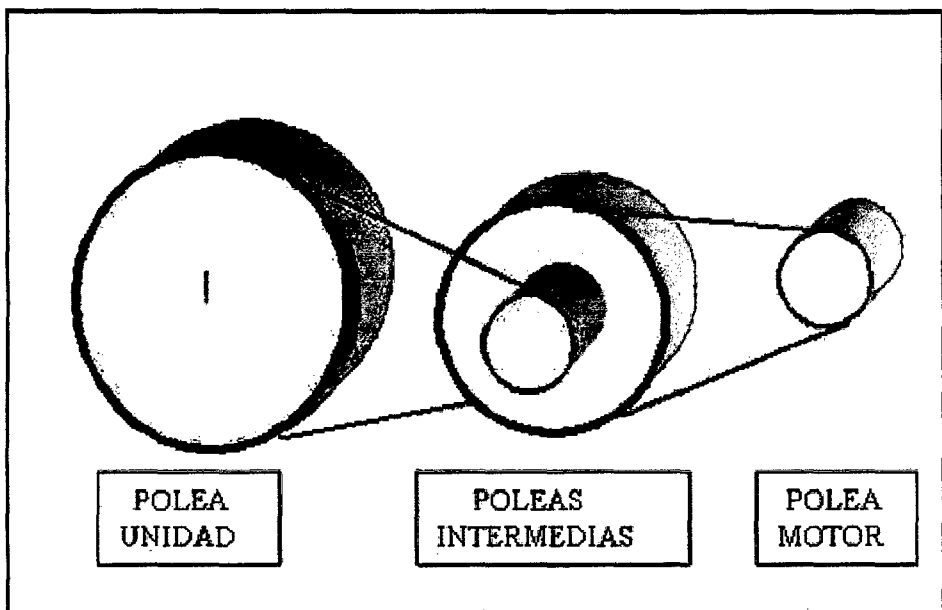
D: Diámetro de la polea del motor

D1: Diámetro mayor de la doble polea (conectada con la polea del motor)

d1: Diámetro menor de la doble polea ( conectada con la polea de la unidad)

Fr: Factor de reducción de la unidad de bombeo (caja reductora )

RPM: Revoluciones óptimas de motor (Ejm. para un motor a gas Arrow C-46: 800 RPM)





- **Aplicación - Pozos Candidatos.**

Del cuadro de Pozos con reiterada intervención con Pulling se ha tomado 04 pozos en los que se puede probar esta metodología.

**Pozo: EA2109**

Batería : LA07

BOPD: 9.6

BWPD: 3.5

NA(pies): 7594

Causa de Falla: Rozamiento (Tubing rajado en el cuerpo por sobamiento con varillas).

Número de Servicios (Periodo Ene 2008 – Ago 2009): 4

Costo Unitario de Servicio de Pozos (no incluye bomba): 3560

Costo Total por servicio de Pozos, US\$: 14240

Producción Diferida, barriles de petróleo (bls): 147.11

Costo Total por diferida en pozos, US\$ Precio de Petróleo 45US\$ : 6620

Costo por reemplazo de tubing dañado por rozamiento u otros US\$ : 9550.7

Costo Final por servicio de pozo, US\$: 30410.7

**Recomendación :** Instalar equipo Polea Reductora entre polea AIB y Polea Motor.

Rpm motor = 827

SPM actual = 5.3

SPM recomendado aprox. 1.3 spm.

Utilizar polea reductora con  $d/D = 1/5.8$

Para diámetro pistón bomba subsuelo = 1.5 pulgs.

$Q_{bruta} = 0.1166 \times D_p^2 \times L_{carr} \times SPM \times 0.650$  (bomba con 65 % eficiencia).

$Q_{bruta} = 0.1166 \times 1.25 \times 1.25 \times 112 \times 1.3 \times 0.65 = 17.2$  bpd.

➤ **Cuplas UHS**

Cupla de dureza intermedia entre la tipo "T" y "Spray Metal", ideal para trabajar bajo servicios de elevadas cargas. Son fabricadas de aceros aleados templados y revenidos.

## CAPITULO V: TECNOLOGÍA EN PROCESO DE ADECUACIÓN

### 5.1. Bomba a Cable con Resorte de Compresión

Todos los elementos mecánicos poseen un comportamiento elástico debido a los materiales utilizados en su fabricación.

Los resortes de compresión helicoidales, son elementos elásticos usados para resistir fuerzas de compresión aplicadas axialmente o para almacenar energía en modo de empuje.

Se encuentran en muchas aplicaciones, como: Válvulas, Partes Automotrices, Juguetes, Maquinaria Agrícola, Mecanismos, Electrodomésticos, etc.

La forma más común de los resortes de compresión es la cilíndrica, fabricados de alambre redondo, aunque se producen en muchas otras formas como cónicas, tipo barril, tipo reloj de arena, con paso constante o progresivo.

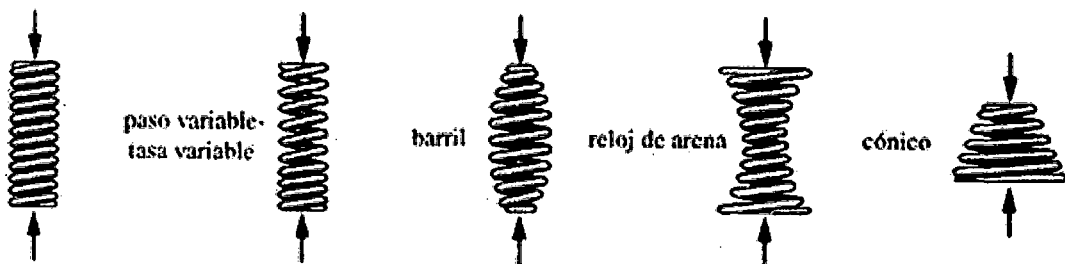


Fig.6.1 Cable con Resorte de Compresión

La capacidad de fuerza es mayor en los alambres de sección rectangular y algunas veces se usa para reducir la altura sólida o incrementar la eficiencia de espacio en el diseño.

#### 5.1.1. Características

- Todos proporcionan resistencia a la compresión.
- Estos resortes pueden ser enrollados a la izquierda o a la derecha.

- Los parámetros de un resorte helicoidal a compresión estándar, que sirven para definir la geometría, son:
  - Diámetro de alambre (d)
  - Diámetro medio de la espira (D)
  - Longitud libre (Lf)
  - Número de espiras (Nt)
  - Paso de espiras (p)
- El diámetro exterior (Do) y el diámetro interior (Di) interesan para definir el alojamiento del resorte.

### 5.1.2. Instalación de Subsuelo

La instalación tendrá en superficie los accesorios convencionales (cuadro estándar, cabezal, te prensa, varillón, grampa, etc.). La variación con los sistemas convencionales es que trabajará con cable de acero, se detalla en la figura los componentes:

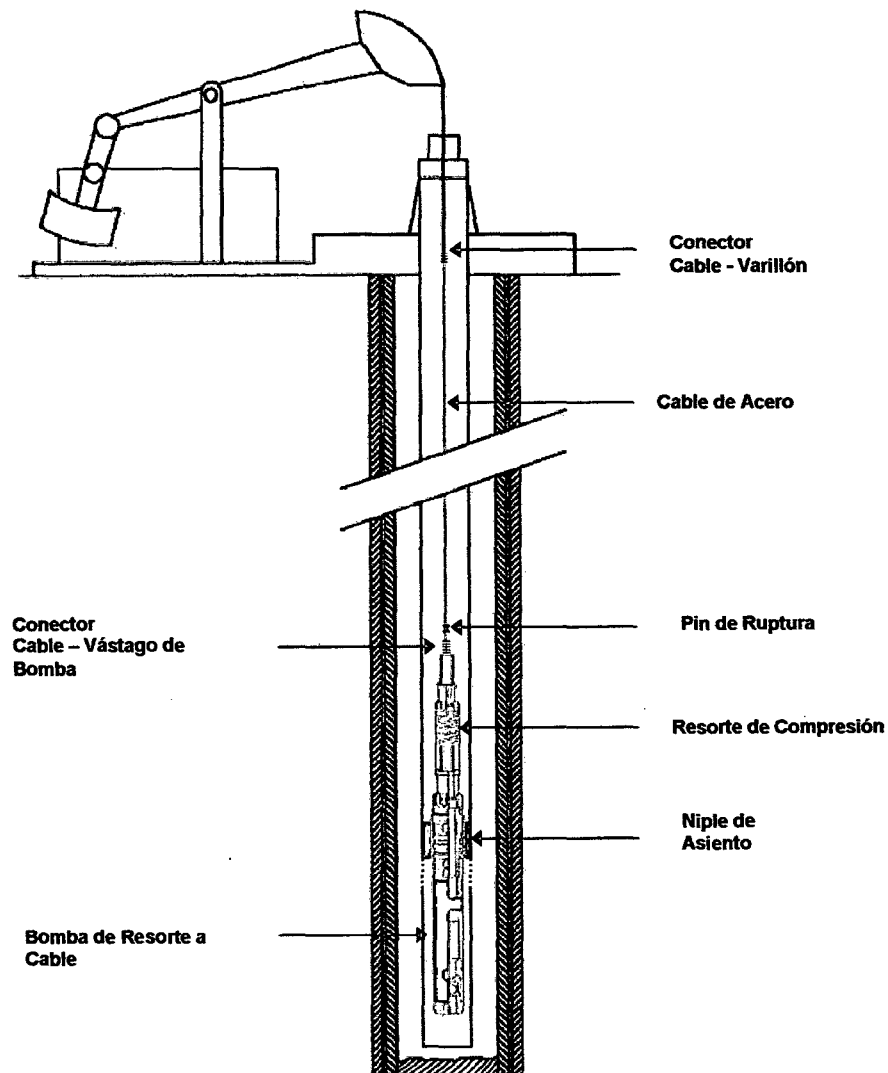


Fig.6.2 Instalación Bomba a Cable con Resorte de Compresión

### 5.1.3. Bomba API Modificada

La bomba será API, la cabeza de la guía del vástago irá insertado (roscado) en un barril de mayor diámetro donde irá el resorte de compresión para ayudar al pistón en carrera descendente, este resorte tendrá topes en cada extremo y será fijado siempre en compresión con una longitud que dependerá de la carrera de trabajo de la unidad.



## CAPITULO VI: ANALISIS DE COSTOS

### 6.1. COSTO POR INTERVENCION DE PULLING CON INSTALACIÓN DE LA TUBERIA POLY CORE (HDPE)

Pozo	Yacimiento	Inicio con Sistema PCP	Profundidad bomba (pies)	Fecha Instalación Tubería Polycore	Intervenciones de Pulling Extractivo PCP Causa: Tubo rajado por rozamiento o picado por corrosión				
					2006	2007	2008	2009	2010
AA 1999	Carrizo	25/07/2006	1194	11/09/2007	1	4	1		
AA 5923	Carrizo	02/02/2001	1107	27/12/2006	1		1	1	
AA 9123	Carrizo	27/10/2000	896	14/02/2007	1	2		1	
AA 9159	Carrizo	12/01/2000	1163	12/05/2007		1	1		
AA 102	Carrizo	17/01/2006	898	01/11/2006	2		1		
AA 111	Carrizo	16/05/2006	685	24/11/2006	2	1		1	
AA 129	Carrizo	30/06/2000	796	02/12/2006	2	1	1		1
AA 9356	Carrizo	06/09/2003	604	14/12/2007	2	1	1		
AA 9101	Carrizo	24/09/2007	971	24/09/2007			2		
<b>Nº TOTAL DE SERVICIOS POR AÑO</b>					<b>11</b>	<b>10</b>	<b>8</b>	<b>3</b>	<b>1</b>
<b>COSTO TOTAL (3,550 \$/SERVICIO)</b>					<b>\$ 39,050.0</b>	<b>\$ 35,500.0</b>	<b>\$ 28,400.0</b>	<b>\$ 10,650.0</b>	<b>\$ 3,550.0</b>

### 6.2. COSTO POR IINTERVENCIONES A CAUSA DEL ROZAMIENTO ENTRE VARILLAS Y TUBING.

Pozo	Bateria	Nº de Intervenciones por Rozamiento			Costo por Intervención (\$ 3,550.00)		
		Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2008	Año 2009	Año 2010
EA 1549	PN 33	2	1	0	\$ 7,100.00	\$ 3,550.00	\$ 0.00
EA 1748	PN 32	1	1	0	\$ 3,550.00	\$ 3,550.00	\$ 0.00
EA 2306	LA 07	2	2	0	\$ 7,100.00	\$ 7,100.00	\$ 0.00
EA 5860	TA 28	3	1	0	\$ 10,650.00	\$ 3,550.00	\$ 0.00
EA 7019	LA 07	9	2	0	\$ 31,950.00	\$ 7,100.00	\$ 0.00
EA 7949	BA 34	2	0	0	\$ 7,100.00	\$ 0.00	\$ 0.00

**TOTAL:            19            7            0            \$ 67,450.00    \$ 24,850.00    \$ 0.00**

\* Las intervenciones del pozo EA 7019 LA-09 son por ruptura de vastago de bomba o en cople o pin de varillas por fatiga

### 6.3. COSTO POR INTERVENCIONES CON CUPLAS REVESTIDAS.

Pozo	Bateria	N° de Intervenciones por Rozamiento			Costo por Intervención (\$ 3,550.00)		
		Año 2008	Año 2009	Año 2010	Año 2008	Año 2009	Año 2010
EA 2311	LA 06	0	3	1	\$ 0.00	\$ 10,650.00	\$ 3,550.00
EA 2306	LA 07	2	2	0	\$ 7,100.00	\$ 7,100.00	\$ 0.00
EA 6552	TA 27	0	2	1	\$ 0.00	\$ 7,100.00	\$ 3,550.00
EA 7361	TA 25	2	2	0	\$ 7,100.00	\$ 7,100.00	\$ 0.00
EA 8016	LA 06	2	0	1	\$ 7,100.00	\$ 0.00	\$ 3,550.00
EA 8382	LA 08	0	1	1	\$ 0.00	\$ 3,550.00	\$ 3,550.00
<b>TOTAL:</b>		<b>6</b>	<b>10</b>	<b>4</b>	<b>\$ 21,300.00</b>	<b>\$ 35,500.00</b>	<b>\$ 14,200.00</b>

\* Las cuclas revestidas se usaron a partir de Noviembre 2009

### 6.4. EL SISTEMA DE EXTRACCIÓN SLIM HOLE

En este sistema no solo ayuda a minimizar la reiteratividad de servicio de Pulling en pozos con alta incidencia de falla por rozamiento, sino también permite minimizar los costos por servicio del Pulling (menos downtime) y materiales (varillas, centralizadores de varillas y tubing).

Costos promedios de mantenimiento de subsuelo con Equipo de Pulling (Prof. 2500' y 6 BOPD):

Ítem	Costo Total	
	Antes de la Conversión	Después de la Conversión
<b>Servicio de Pulling</b>	\$ 3,516	\$ 2,344
<b>Varilla</b>	\$ 774	-
<b>Varilla inspeccionada</b>	\$ 180	-
<b>Fitting varillas</b>	\$ 208	-
<b>Tubing</b>	\$ 1,800	\$ 1,000
<b>Tubing inspeccionado</b>	\$ 280	\$ 280
<b>Fitting tubing</b>	\$ 16	\$ 16
<b>Downtime *</b>	\$ 150	\$ 100
<b>Bomba de subsuelo</b>	\$ 1,000	\$ 1,100
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 7,853</b>	<b>\$ 4,840</b>

### 6.5. LOS BARRILES DE LATÓN NICARB

En la tabla adjunta se registran los costos actuales que pagamos por cada Barril Latón Nicarb de diferentes longitudes y diámetros considerando el descuento actual que tenemos por lista de precios con Weatherford que es de 12.5%. Adicionalmente se han incluido en la misma tabla, para efectos de comparación, los precios de barriles Steel Nicarb y de los barriles Cromados de acuerdo a lista de precios vigente.

Para el caso de colocarle Barril Nicarb a los pozos con condiciones muy severas de corrosión de acuerdo a la tabla anterior se tendría que efectuar un gasto de US\$ 26456 considerando el descuento actual de 12.5%.

**Tabla: Precios actuales de Barriles Latón Nicarb (dscto de 12.5%)**

Número API	\$ Latón Nicarb	\$ Steel Nicarb	\$ Cromado	% Dscto	Parcial \$ latón cromado	Parcial \$ Steel Nicarb	Parcial \$ Cromados
B11-125-12	1023	977	575	12.5	895	854	504
B12-125-12	1107	1135	703	12.5	968	993	615
B11-150-12	1039	1036	616	12.5	909	907	539
B11-150-16	1386	1385	800	12.5	1213	1212	700
B11-150-20	1732	1698	998	12.5	1515	1486	873
B11-200-12	1195	1309	696	12.5	1046	1146	609
B11-200-20	1993	2324	1195	12.5	1743	2034	1046

**Tabla 6. Costo estimado para instalación de barril nicarb a pozos con mayor índice de pulling por corrosión**

Pozo	BaL.	PET	AGUA	BRUTA	AIB	GPM	CARRERA	NA	BOMBA	BARRIL	COSTO BARRIL
AA 1906	CA 21	11	54	65	LUFKIN C-80D-133-54	8	54	2046	150-RWAC-10-3-0	B11-150-12	1039.24
AA 9163	CA 22	9	2	11	AMERICAN C-80-119-54	9	54	1045	125-RWAC-10-3-0	B11-125-10	852.42
AA 9144	CA 23	10	117	127	AMERICAN C-160-173-74	8	74	838	200-RWAC-10-2-0	B11-200-10	1046.3
EA 7869	TA 25	3	6	9	LUFKIN C-40D-89-42	7	42	3437	125-RWAC-10-3-0	B11-125-10	852.42
EA 1761	TA 25	10	10	20	LUFKIN C-80D-133-54	9	54	4803	125-RWAC-12-4-0	B11-125-12	1022.89
EA 1828	TA 25	3	1	4	LUFKIN C160-212-86	10	74	5603	125-RHAC-12-5-4	B12-125-12	1106.82
EA 7283	TA 27	3	0	3	LUFKIN C-40D-89-42	8	33	4649	125-RWAC-12-4-0	B11-125-10	852.42
EA 6823	BA 34	7	3	9	AMERICAN C-40-89-42	12	31	3234	125-RWAC-10-3-0	B11-125-10	852.42
AA 6396	CA 21	3	1	4	AMERICAN C-114-133-54	8	31	4951	125-RWAC-12-4-0	B11-125-12	1022.89
AA 109	CA 22	5	46	50	AMERICAN C-228-213-86	7	86	4251	125-RWAC-16-4-0	B11-125-16	1363.84
AA 9174	CA 22	6	0	6	Petrochen 40-89-42	8	42	1117	125-RWAC-10-3-0	B11-125-10	852.42
AA10017	CA 22	8	40	48	AMERICAN C-114-133-54	10	54	3253	125-RWAC-12-3-0	B11-125-12	1022.89
AA 2172	CA 23	9	101	110	LUFKIN C-80D-133-54	6	54	566	200-RWAC-12-2-0	B11-200-10	1046.3
AA 9102	CA 23	11	51	62	AMERICAN C-114-133-54	11	54	4461	150-RWAC-12-4-0	B11-150-12	1039.24
EA 2041	LA 08	2	22	24	AMERICAN C-228-213-86	7	86	1736	125-RWAC-16-4-0	B11-125-16	1363.84
EA 2393	LA 08	5	80	85	AMERICAN C-228-213-86	8	86	2086	150-RWAC-16-4-0	B11-150-12	1039.24
EA10306	LA 08	10	32	42	AMERICAN C-160-173-74	10	74	2830	125-RWAC-12-3-0	B11-125-12	1022.89
EA 9644	OR 11	4	0	4	AMERICAN C-114-133-54	5	54	3865	125-RWAC-12-3-0	B11-125-12	1022.89
EA 9613	OR 12	3	28	31	AMERICAN C-228-213-86	6	86	3720	125-RWAC-16-4-0	B11-125-16	1363.84
EA 1737	PN 32	18	33	50	LUFKIN M-320D-256-120	7	104	6393	125-RHAC-20-5-1	B12-125-20	1844.68
EA 6006	PN 32	9	7	16	LUFKIN C-160D-212-86	6	74	6701	125-RHAC-12-5-4	B12-125-12	1106.82
EA 6602	PN 32	3	0	3	LUFKIN C-40-89-42	8	33	3591	125-RWAC-12-3-0	B11-125-12	1022.89
EA 2358	ZA 02	3	8	11	LUFKIN C-40D-89-42	9	42	2952	125-RWAC-10-3-0	B11-125-10	852.42
EA 7117	ZA 02	20	33	53	LUFKIN M-320D-256-144	11	144	7187	125-RHAC-20-5-1	B12-125-20	1844.68
											<b>26456.7</b>

## **CAPITULO VII:**

### **CONCLUSIONES**

- Debido a que el HDPE (polietileno de alta densidad) es resistente a la abrasión no se daña con operaciones de wire line y tampoco se daña frente al rozamiento de las varillas con el tubing por lo que es apto para aplicaciones en pozos productores de bombeo mecánicos y bombas de cavidades progresivas.
- El montaje en tuberías usadas se puede hacer con un mínimo de limpieza interior, puesto que el revestimiento evita la formación de incrustación.
- La adherencia entre el polietileno y el tubo de acero es totalmente mecánica, no se utilizan ni cementos ni adhesivos químicos, lo que mejora su seguridad relativa a los riesgos de desprendimientos.
- El HDPE es químicamente casi inerte y no es tóxico.
- Es uso en pozos con sistema de extracción PCP a dado buenos resultados, reduciendo la cantidad de intervenciones de 11 en el año 2006 a 03 el año 2009.
- Al instalar tubería revestida internamente es preferible el cambio total del tubing convencional.
- Se mejoró el Tiempo entre fallas (TMEF) rozamiento varilla - tubing de 09 pozos, traduciéndose en un menor costo operativo para el sistema PCP.
- Otro indicador que se logró mejorar es la Frecuencia de Pulling en pozos con este sistema de extracción, de 11 servicios el año 2006 a 03 servicios el año 2009.
- Continuar con el uso de barras de peso para pozos con problemas de rozamiento tubing – varillas.
- Usar en pozos que requieran mejorar la eficiencia de la bomba con la optimización de la carrera efectiva (Ej. Pozos profundos de altos caudales).
- El 86% de las fallas en tubing son atribuidos al rozamiento, se recomienda efectuar comparación periódica de la evolución mensual de este indicador..
- Realizar un análisis de los esfuerzos máximos y mínimos antes de bajar una instalación tipo Slim Hole para poder realizar un buen diseño del sistema.



- o En la instalación del barril Latón Nicarb, debido a su buen rendimiento en pozos con fluidos corrosivos se puede ahorrar costos por bacheo químico de inhibidor de corrosión.
- o En pozos con alto índice de pulling por problemas de corrosión, el barril Latón Nicarb ha demostrado buena eficiencia con una duración mayor a 550 días.
- o Se recomienda continuar con el uso de este tipo de bomba en pozos que tienen altos caudales y limitación en el diámetro del casing como del pozo AA 1999 CA-22.
- o Se obtuvo un incremento en los dos primeros meses de haber instalado la bomba multilobular de 8.78 BOPD con respecto al promedio del último mes antes de la instalación.
- o Con la aplicación de la bomba multilobular se logró que el cabezal PCP trabaje a bajas RPM's aumentando el tiempo de vida del mismo en un 26% (Los RPM's son directamente proporcional a tiempo de vida del cabezal).

## **CAPITULO VIII:**

### **BIBLIOGRAFIA**

- Mejoras en mantenimiento de equipamiento de fondo a pozos petroleros con fallas recurrentes en tubing- EMPRESA PETROBRAS
- Nueva tecnología de extracción de petróleo para pozos de baja productividad. EMPRESA PETROBRAS.
- LX-IE-02-06: reducción del índice de pulling. PETROBRAS.
- Informe de la Gerencia de Operaciones
- LX-IE-15-02: Evaluación Técnico – Económico del Equipo BORS. Empresa Petrobras.
- Petrobras Energía del Perú – Paper de Ing. Víctor Hugo Díaz Reyna
- Uso de bombas de subsuelo con barril latón nicarb aplicados en pozos con problemas de corrosión severa = Petrobras